



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PROPUESTAS REGULATORIAS PARA LA INCORPORACIÓN DE
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO MAYORISTA DE
ELECTRICIDAD EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

CATALINA ALEJANDRA TORO NÚÑEZ

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIO TRONCOSO MALEBRÁN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
JORGE MORENO DE LA CARRERA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Engie Energía Chile S.A

SANTIAGO, CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: CATALINA ALEJANDRA TORO NÚÑEZ
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: CLAUDIO TRONCOSO MALEBRÁN

PROPUESTAS REGULATORIAS PARA LA INCORPORACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EN CHILE

La creciente preocupación a nivel internacional por detener el cambio climático, ha impulsado un gran aumento en la penetración de energías renovables a nivel mundial. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) son un gran aliado para este desarrollo, ya que ofrecen diversas soluciones de flexibilidad y suficiencia, capaces de abordar la variabilidad de algunos recursos renovables.

En este contexto, el objetivo general de esta memoria es analizar propuestas regulatorias que fomenten la incorporación de ESS en el mercado mayorista de electricidad en Chile. Para esto, se estudia el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones, luego, se realiza una revisión bibliográfica del marco normativo nacional vigente y la experiencia en mercados internacionales. Posteriormente, en base a un análisis crítico de los antecedentes, se definen propuestas regulatorias. A través de un análisis cualitativo y, en casos seleccionados, de carácter cuantitativo, se evalúan las propuestas para distintos escenarios en el sistema eléctrico nacional (SEN).

Como primer resultado, en virtud del estado del arte de las tecnologías de almacenamiento y sus distintas aplicaciones, se deduce que las tecnologías que podrían tener mayor potencial de desarrollo en Chile son las baterías, el aire comprimido y el bombeo hidráulico. Así mismo, a partir de lo observado en la revisión de los marcos normativos a nivel nacional e internacional, se definen las propuestas regulatorias, que incluyen para los ESS: metas de capacidad instalada, operación centralizada, metodología para el pago por potencia, aumento de la resolución temporal del cálculo de los precios de la energía en el SEN y, finalmente, estándares para su incorporación en los sistemas de transmisión.

El análisis de las propuestas regulatorias muestra que la operación centralizada de los ESS debería coincidir con la maximización de las utilidades desde el punto de vista del inversionista. Adicionalmente, de las metodologías estudiadas para el pago por potencia, se desprende que un esquema capaz de reconocer la contribución de los Sistemas de Almacenamiento en las horas de punta sería el más beneficioso para los propietarios. Además, se puede apreciar que, aumentar la resolución temporal para el cálculo de los precios de la energía permitiría reflejar mejor las fluctuaciones de estos valores durante un día.

Finalmente, se concluye que las propuestas analizadas para el segmento de generación, en su conjunto, podrían mejorar la rentabilidad de un Sistema de Almacenamiento y lograrían incentivar su participación dentro del mercado, sujeto a la evolución de los costos de inversión. Por otra parte, para el segmento de transmisión se concluye que la regulación debe ser robusta, enfocándose en evitar dobles pagos por un mismo servicio y apoyándose de un esquema de remuneración especializado.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.2.3. Alcances	4
1.3. Metodología	4
1.4. Estructura del documento	5
2. Antecedentes	6
2.1. Sistemas de Almacenamiento	6
2.1.1. Tecnologías	7
2.1.2. Aplicaciones	13
2.2. Mercado eléctrico chileno	15
2.3. Selección de aplicaciones y tecnologías	18
3. Revisión nacional e internacional	23
3.1. Sistemas de Almacenamiento en Chile	23
3.2. Regulación del sector eléctrico en Chile	25
3.2.1. Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica	26
3.2.2. Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional	27
3.2.3. Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión	28
3.2.4. Reglamento de Servicios Complementarios	28
3.3. Experiencia Internacional	29
3.3.1. Estados Unidos	29
3.3.1.1. CAISO	32
3.3.1.2. PJM	35
3.3.1.3. MISO	37
3.3.1.4. ERCOT	37
3.3.2. Australia	38
3.3.3. Reino Unido	40
3.3.4. Italia	40
3.3.5. Alemania	41
3.3.6. China	42
3.3.7. Japón	42
3.4. Análisis crítico de la revisión	43

4. Propuestas regulatorias	48
4.1. Directrices para elaborar propuestas	48
4.2. Casos de estudio	50
4.3. Propuestas para aplicaciones en generación	55
4.3.1. Metas de capacidad instalada	55
4.3.2. Resolución temporal de precios	55
4.3.3. Arbitraje de energía	57
4.3.4. Potencia de suficiencia	61
4.3.5. Síntesis y discusión	67
4.4. Propuestas para aplicaciones en transmisión	72
5. Conclusiones	74
5.1. Conclusiones	74
5.2. Trabajo futuro	76
Bibliografía	76

Índice de Tablas

2.1.	Características económicas de las tecnologías de almacenamiento [9] [28] [29] [30]. . .	12
2.2.	Características técnicas de las tecnologías de almacenamiento [9] [28] [29] [30].	12
2.3.	Requerimientos técnicos de las aplicaciones de los ESS [28].	15
2.4.	Principales ventajas de tecnologías seleccionadas.	22
3.1.	Capacidad instalada de Sistemas de Almacenamiento en Chile [47].	23
3.2.	Resumen de las características y principales medidas regulatorias de los mercados estudiados.	47
4.1.	Ingresos anuales por arbitraje con distintas resoluciones temporales en PJM.	57
4.2.	Ingresos arbitraje <i>Stand Alone</i> barra Crucero.	59
4.3.	Ingresos arbitraje <i>PV+ESS</i> barra Crucero.	60
4.4.	Ingresos arbitraje <i>Eólico+ESS</i> barra Crucero.	60
4.5.	Precio de nudo [USD-kW-mes].	64
4.6.	Potencia inicial en MW para las metodologías propuestas.	64
4.7.	Ingresos potencia de suficiencia modo <i>Stand Alone</i> barra Crucero.	65
4.8.	Potencia inicial central <i>PV+ESS</i> para los distintos tamaños de ESS.	65
4.9.	Ingresos potencia de suficiencia <i>PV+ESS</i> barra Crucero.	66
4.10.	Potencia inicial para ambas metodologías propuestas.	66
4.11.	Ingresos potencia de suficiencia <i>Eólico+ESS</i> barra Crucero.	67
4.12.	Ingresos totales modo <i>Stand Alone</i> en barra Crucero.	67
4.13.	Ingresos totales caso <i>PV+ESS</i> en barra Crucero.	68
4.14.	Ingresos totales <i>Eólico+ESS</i> barra Crucero.	68
4.15.	Valor del pago anual por la inversión en BESS.	69
4.16.	Valor del pago anual por la inversión en CAES y PHS.	69
4.17.	Principales modificaciones regulatorias propuestas para el segmento de generación. . .	71
4.18.	Principales modificaciones regulatorias propuestas para el segmento de transmisión. .	73

Índice de Ilustraciones

1.1.	Proyección de reducción de costos 2016-2030 para Sistemas de Almacenamiento en base a en baterías [9].	2
1.2.	Esquema de la metodología a utilizar.	5
2.1.	Componentes generales de los ESS [13].	7
2.2.	Funcionamiento de una batería de Ion-Litio [9].	8
2.3.	Componentes principales de un volante de inercia [9].	9
2.4.	Componentes principales de un CAES tradicional(a) y adiabático(b) [9].	9
2.5.	Componentes de una central hidroeléctrica de bombeo [9].	10
2.6.	Principio de funcionamiento de un supercapacitor [25].	11
2.7.	Esquema del funcionamiento de una central CSP con almacenamiento de energía en sales fundidas [26].	11
2.8.	Aplicaciones de los ESS.	13
2.9.	Procedimiento realizado por el CEN para el cálculo de potencia de suficiencia.	16
2.10.	Interacción entre actores del mercado eléctrico [35].	17
2.11.	Generación de energía por tipo de tecnología en el SEN el 17 de octubre de 2019 [40].	19
2.12.	Costo marginal real observado el 17 de octubre del 2019 en la barra Crucero [40].	19
3.1.	Potencia instalada por tecnología en todo Chile [48].	24
3.2.	Reglamentos que abordan la participación de Sistemas de Almacenamiento en el SEN.	26
3.3.	Capacidad instalada en Sistemas de Almacenamiento [44].	29
3.4.	Medidas regulatorias impulsadas por la FERC.	30
3.5.	Capacidad instalada de baterías por región en Estados Unidos [61].	31
3.6.	Aplicaciones de los BESS en Estado Unidos en el año 2016 [61].	31
3.7.	Propuestas para pago de ESS en transmisión en CAISO [67].	34
3.8.	BESS Ion-Litio proyecto <i>Escondido</i> en CAISO, cortesía de San Diego Gas & Electric.	35
3.9.	Sistema BESS de Ion-Litio <i>Gran Ridge Energy Storage</i> en PJM [76].	37
3.10.	Sistema BESS de Ion-Litio junto a central eólica <i>Notrees</i> en ERCOT [80].	38
3.11.	Hornsedale Power Reserve en Australia [84].	39
3.12.	Planta de aire comprimido en Huntorf [98]	42
4.1.	Costo marginal en barra Crucero para día tipo en 2018 y 2030.	51
4.2.	Perfil de generación solar y eólica en barra Crucero.	52
4.3.	Esquema de organización de casos de estudio.	52
4.4.	Comparación del costo marginal con distinta resolución en el mercado PJM.	56
4.5.	Operación del ESS en un mercado con resolución horaria.	56
4.6.	Operación del ESS en un mercado con resolución de 5 minutos.	57
4.7.	Operación de ESS de 5 horas y 90 % de eficiencia en barra Crucero.	58
4.8.	Operación de <i>PV+ESS</i> de 5 horas y 90 % de eficiencia en barra Crucero.	59
4.9.	Operación de <i>Eólico+ESS</i> de 5 horas y 90 % de eficiencia en barra Crucero.	60

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Desde fines del siglo pasado, existe una creciente preocupación por frenar el cambio climático y promover el desarrollo sostenible. En 1997 se presentó el Protocolo de Kyoto, uno de los primeros acuerdos internacionales que tuvo como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) [1]. Más tarde, en 2015, como resultado de la COP21 (*Conference of the Parties*) se firmó el Acuerdo de París, donde los países pusieron como prioridad mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C [2].

Dentro de este contexto, Chile se ha comprometido tanto a desarrollar políticas en materia de cambio climático, como a avanzar en el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. En particular, el gobierno ha fijado la meta de alcanzar, al año 2050, una penetración de energías renovables del 70 % [3]. Además, se ha dado inicio al plan de descarbonización que busca retirar las centrales generadoras a carbón de la matriz eléctrica [4].

Debido a las metas establecidas, se podría esperar que la penetración de energías renovables con fuentes de generación variable (ERV), como la energía solar y eólica, siga aumentando rápidamente. De la misma forma, en el marco del desarrollo sustentable, la generación distribuida y la electromovilidad se han masificado rápidamente en los últimos años [5] [6]. Estos cambios en la composición de la matriz eléctrica, sumados al constante aumento en la demanda energética, implican que se requiera una mayor flexibilidad del sistema, lo que supone una serie de nuevos desafíos para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Entre los principales desafíos que se deben enfrentar, se tiene la alta variabilidad e incertidumbre de las ERV, así como también, cambios en el comportamiento de la demanda, debido a la generación distribuida y el uso masivo de vehículos eléctricos. Sin embargo, diversas investigaciones muestran que estas problemáticas pueden ser compensadas con Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, por su sigla en inglés)[7] [8], los cuales en la práctica pueden aportar con capacidad flexible, materializada en alguna de sus múltiples aplicaciones.

Durante los últimos años se ha observado una tendencia a la baja en los costos de las tecnologías de almacenamiento, proyectándose que estos valores continúen descendiendo [9]. Lo anterior indica que, en el ámbito económico, los ESS serán una opción cada vez más competitiva, lo que a su vez permitirá considerar como opciones factibles las múltiples aplicaciones que ofrecen estas tecnologías.

La figura 1.1, muestra la proyección esperada de costos para tecnologías de baterías hacia el año 2030, donde se aprecia que los costos proyectados son entre un 50 % y un 60 % más bajos que los valores observado en el año 2016.

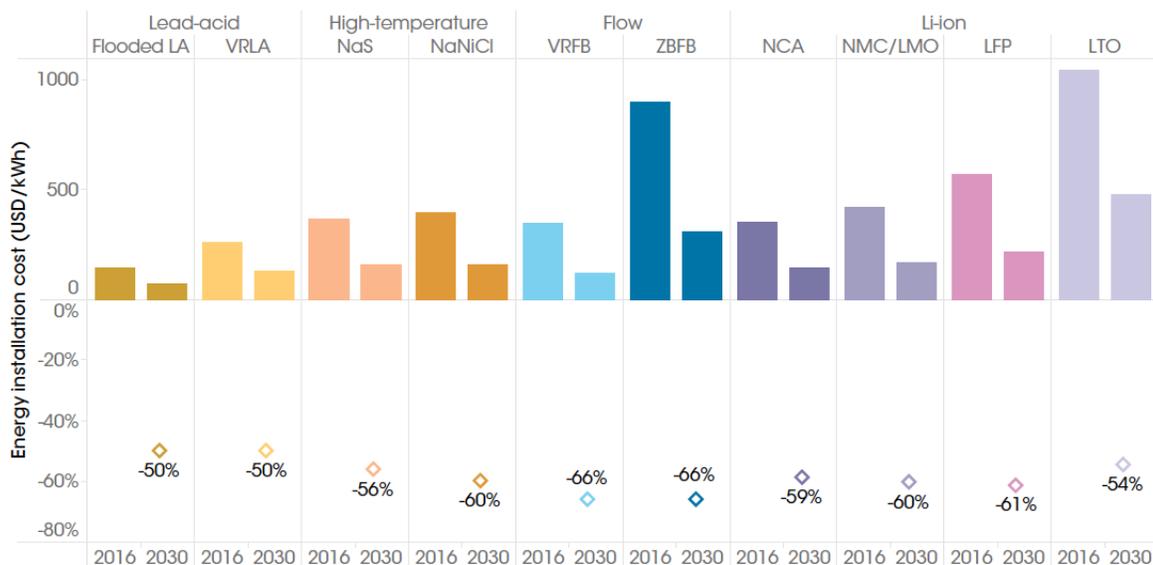


Figura 1.1: Proyección de reducción de costos 2016-2030 para Sistemas de Almacenamiento en base a en baterías [9].

Considerando que dentro de los próximos diez años, los costos de inversión asociados a los Sistemas de Almacenamiento podrían llegar a ser muchos más competitivos, el siguiente obstáculo que se enfrenta es el aspecto regulatorio. De acuerdo con esto, en diversos trabajos se han identificado barreras regulatorias en los mercados eléctricos, las que no incentivan el desarrollo de los ESS [10][11]. Los autores proponen eliminar dichos obstáculos, modificando el marco normativo de forma tal que se permita la incorporación de los ESS y se reconozcan sus múltiples aplicaciones.

En este sentido, el marco normativo chileno incluye a los ESS dentro de La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), adicionalmente, se trabaja en desarrollar reglamentos que aborden sus distintas aplicaciones [12]. Sin embargo, existe una gran cantidad de aspectos sin precisar en la normativa vigente, a la fecha de publicación de esta memoria. Por ejemplo, no se ha establecido el pago por potencia que recibirían los ESS y no hay claridad sobre su participación en el sistema de transmisión.

Como resultado de la falta de claridad y robustez del marco regulatorio en relación a los ESS, el mercado eléctrico nacional se presenta como un mercado poco atractivo para la inversión en Sistemas de Almacenamiento, por lo que no existe un incentivo por parte del organismo regulador para potenciar estas tecnologías dentro del SEN.

Este trabajo analiza diferentes propuestas regulatorias que permitirían incentivar la incorporación de Sistemas de Almacenamiento en el país. El análisis se realiza a través de una revisión detallada del marco normativo vigente a nivel nacional y la experiencia en otros mercados de energía alrededor del mundo. Así mismo, se desarrollan modelos numéricos que permiten estimar el impacto económico de las propuestas que son susceptibles a esta evaluación.

Finalmente, en base al análisis descrito, se establecen medidas regulatorias que podrían ser factibles en el contexto nacional y lograrían fomentar la inversión en Sistemas de Almacenamiento en el mercado eléctrico chileno.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de esta memoria es analizar propuestas regulatorias que fomenten la incorporación de Sistemas de Almacenamiento en el mercado mayorista de electricidad en Chile, considerando las tecnologías de almacenamiento que existen actualmente en el mundo y sus diversas aplicaciones en los sistemas eléctricos de potencia.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se abordarán son:

1. Contrastar las tecnologías y aplicaciones de los ESS utilizadas a nivel internacional para determinar la necesidad y factibilidad de éstas en Chile.
2. Comparar el marco normativo vigente en mercados eléctricos de diferentes países, que tengan experiencia en la integración de Sistemas de Almacenamiento a sus respectivos sistemas eléctricos.
3. Identificar tendencias y puntos clave en el marco normativo internacional para establecer las medidas regulatorias aplicables al contexto nacional.
4. Proponer casos de estudio que representen distintos escenarios del sistema eléctrico nacional.
5. Evaluar, desde el punto de vista del inversionista, los impactos económicos de aplicar las medidas regulatorias en los casos de estudio.

1.2.3. Alcances

Este trabajo analiza propuestas regulatorias para incentivar el uso de Sistemas de Almacenamiento en el SEN, el marco normativo nacional en el cual se basa el análisis considera la Ley General de Servicios Eléctricos y los reglamentos asociados vigentes al momento del desarrollo del trabajo.

Debido a que los plazos establecidos para desarrollar esta memoria son acotados, el modelo utilizado para estimar el impacto económico de las propuestas regulatorias, considera que los Sistemas de Almacenamiento simulados no son lo suficientemente grandes para modificar el precio de la energía o el orden de despacho de las centrales generadoras.

En consecuencia, no se modelará la operación del SEN, sino que se utilizarán como datos de entrada los valores de operación de la red. Particularmente, se utiliza el precio real y el precio proyectado de la energía, puesto que la proyección de costos de la energía por barra es suficiente para los objetivos planteados en este trabajo.

Finalmente, dado que el objetivo de esta memoria es analizar propuestas regulatorias, el dimensionamiento del tamaño y la localización óptima de los Sistemas de Almacenamiento quedan fuera de los alcances de este trabajo. Por lo tanto, los casos de estudio consideran tamaños y ubicaciones predefinidas para los Sistemas de Almacenamiento estudiados.

1.3. Metodología

Para comenzar, se analiza el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones. Se seleccionan las tecnologías que presentan características favorables para el contexto nacional y las aplicaciones que muestran coherencia con las necesidades del mercado chileno.

Luego, se realiza una extensa revisión bibliográfica que abarca desde el marco normativo nacional vigente hasta la experiencia en mercados internacionales de interés, dentro de los que se incluye Estados Unidos, Australia, Italia, Reino Unido, Alemania, China y Japón.

Una vez realizada la revisión bibliográfica, se procede a hacer un análisis crítico de la normativa estudiada, para determinar los elementos clave que han incentivado el uso de Sistemas de Almacenamiento dentro de las regulaciones estudiadas.

Como resultado del análisis, se identifican directrices o lineamientos que permiten determinar las propuestas regulatorias que serían potencialmente beneficiosas para la incorporación del almacenamiento en Chile.

Luego, se definen casos de estudio, que permiten evaluar las propuestas regulatorias que puedan ser sujetas a análisis cuantitativo. En los casos de estudio se busca representar días típicos en el comportamiento del precio de la energía en zonas geográficas representativas de la red.

Posteriormente, las propuestas regulatorias son analizadas de forma cualitativa y, dependiendo de la factibilidad de ser representadas en un modelo dentro de los plazos estipulados para este trabajo, algunas de ellas se analizan de forma cuantitativa en los casos de estudio descritos anteriormente. Los resultados obtenidos de este análisis permiten determinar el potencial beneficio que tendría cada propuesta para los inversionistas.



Figura 1.2: Esquema de la metodología a utilizar.

1.4. Estructura del documento

El documento cuenta con cinco capítulos, en el Capítulo 2 se presentan los antecedentes que permiten dar un contexto para este trabajo, se incluye el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento consideradas y las aplicaciones que tienen los Sistemas de Almacenamiento en los sistemas eléctricos de potencia.

A continuación, en el capítulo 3, se discute sobre la revisión a nivel nacional e internacional del marco normativo en temáticas de Sistemas de Almacenamiento. Se exponen los proyectos de ESS existentes en Chile y las menciones que se hacen a los Sistemas de Almacenamiento en la LGSE y en los reglamentos. Por otra parte, se describe la experiencia del uso de ESS en distintos mercados del mundo. El capítulo finaliza con un análisis crítico de la situación del país y de lo observado en los mercados internacionales.

Posteriormente, en el cuarto capítulo, se exponen casos de estudio en los cuales se analiza el impacto económico de las propuestas susceptibles a ser modeladas en los plazos que este trabajo considera. Luego, las propuestas se discuten de forma cualitativa y aquellas seleccionadas para ser analizadas en los casos de estudio son evaluadas de forma cuantitativa. Se presentan los resultados numéricos y se discute el impacto económico de esos casos particulares.

Finalmente, el quinto capítulo presenta las conclusiones obtenidas y se plantean los temas que podrían ser abordados como trabajo futuro, que permitiría complementar los tópicos que quedaron fuera de los alcances de este trabajo.

Capítulo 2

Antecedentes

En este capítulo, se exponen las principales tecnologías de almacenamiento, se indican sus características técnicas y los costos asociados a cada una de ellas. También, se describen aplicaciones del almacenamiento utilizadas en mercados mayoristas de energía, que en el caso de Chile, incluye a los segmentos de generación y transmisión.

De forma complementaria, se explica el funcionamiento del mercado eléctrico chileno, indicando los segmentos y actores más relevantes del sistema. Finalmente, se presenta un análisis en el cual se seleccionan las tecnologías y aplicaciones identificadas como posiblemente factibles y necesarias en el mercado eléctrico nacional, para facilitar el desarrollo sustentable de la matriz eléctrica.

2.1. Sistemas de Almacenamiento

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía son un conjunto de equipos y dispositivos que mediante la conversión de energía de un estado a otro (i.e., cinética a potencial o viceversa), permiten almacenarla, de modo que pueda aprovecharse más tarde o utilizarse de manera alternativa [13].

En la figura 2.1, se muestran los equipos y dispositivos que generalmente componen un ESS. En primer lugar, se tiene la unidad de almacenamiento propiamente tal, que es la encargada de almacenar la energía, por otra parte, existe un sistema de control y un sistema de conversión de potencia, los que permiten controlar parámetros técnicos de los equipos. En forma adicional, se requiere un transformador de poder, que aumenta o disminuye el nivel de tensión para conectar el Sistema de Almacenamiento a la red eléctrica.

Los Sistemas de Almacenamiento que operan en corriente continua, como las baterías y los supercapacitores requieren de un inversor para convertir la señal de corriente alterna a continua (y viceversa). Por el contrario, los ESS que inyectan su energía en corriente alterna de forma directa, como las centrales de bombeo, el aire comprimido y en general, cualquier sistema que accione una turbina, no necesitan un inversor dentro de sus instalaciones.

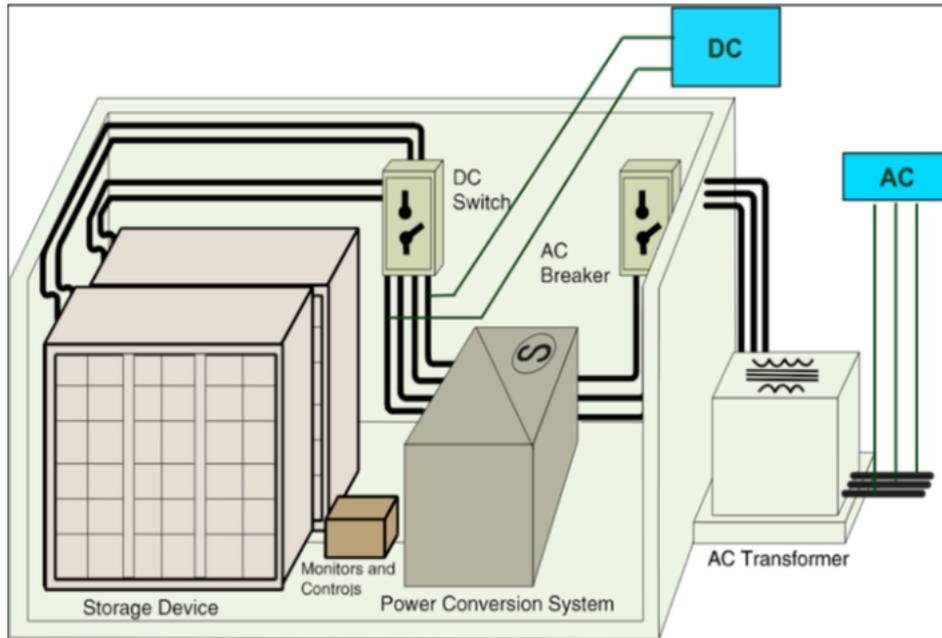


Figura 2.1: Componentes generales de los ESS [13].

2.1.1. Tecnologías

Las tecnologías de almacenamiento se diferencian en la forma en la que almacenan la energía (mecánica, térmica, química o eléctrica), aunque comparten algunos equipos del esquema general que se muestra en la figura 2.1. A continuación, se describen las principales características de algunos de los diferentes tipos de Sistemas de Almacenamiento que son de interés para este trabajo.

■ Baterías:

También conocidos como BESS (por su sigla en inglés, Battery Energy Storage System), son dispositivos electroquímicos que convierten energía eléctrica en energía química y viceversa [14]. Los componentes clásicos de un BESS son lo que se observan en la figura 2.1, donde para este caso, la unidad de almacenamiento corresponde a las baterías.

Existen distintos tipos de baterías, a continuación se presentan los de mayor relevancia en la actualidad, debido a su desarrollo comercial o a características técnicas particulares.

- **Plomo ácido:** Se componen de un electrodo negativo de plomo y uno positivo de dióxido de plomo, separados por un material micro-poroso, inmersos en un electrolito acuoso de ácido sulfúrico y envueltos por una cubierta plástica [15].

Las principales ventajas de esta tecnología son su alta densidad energética, rápida respuesta y largos ciclos de vida. [16]

- **Sodio-sulfuro:** Estas baterías están compuestas por un electrodo negativo de sodio, mientras que el electrodo positivo está formado por sulfuro. Ambos se encuentran separados por un electrolito de aluminio [15].

Estas baterías tienen una larga vida útil, que varía en torno a los 4.500 ciclos con una eficiencia cercana al 75 % [17].

- **Flujo:** Esta tecnología utiliza electrolitos en tanques separados, los electrolitos circulan por medio de una bomba y a través de una membrana selectiva ocurren reacciones de óxido reducción, donde es almacenada la energía, y luego generada cuando es requerido [18]. Su principal ventaja es la flexibilidad que ofrecen durante los ciclos de carga y descarga, permitiendo una descarga total sin dañar las celdas.
- **Ion-Litio:** Diseñadas en base a un cátodo con un compuesto de óxido de litio y un ánodo de grafeno. En el proceso de carga de la batería, los electrodos absorben átomos de litio y en el proceso de descarga los liberan, por medio de un electrolito.

Las ventajas de las baterías de Ion-Litio son su alta densidad de energía en comparación a sus pares, un rápida velocidad de carga y descarga y una vida útil relativamente alta [9]. La figura 2.2 muestra un esquema del funcionamiento básico de una batería de ion litio.

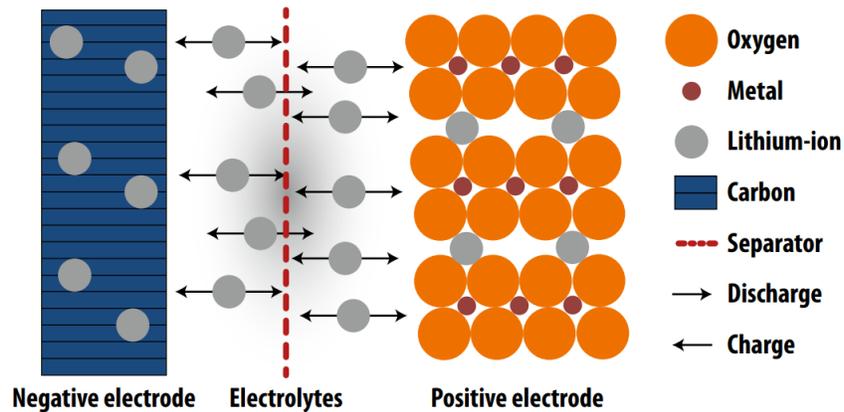


Figura 2.2: Funcionamiento de una batería de Ion-Litio [9].

■ **Volantes de inercia:**

Estos sistemas, conocidos como “*Flywheels*” en inglés, se componen de un rotor cilíndrico con rodamientos magnéticos que minimizan la fricción. Se utiliza energía eléctrica para aplicar torque e iniciar la rotación, la energía es almacenada en forma de energía cinética [19]. Cuando se requiere generar electricidad, un generador crea fricción entre las partes rotatorias convirtiendo la energía cinética en energía eléctrica nuevamente.

La unidad de almacenamiento corresponde a la masa rotatoria, por lo que la capacidad de almacenamiento de estos dispositivos depende de la masa y forma del rotor, así como también, de la velocidad angular máxima que alcancen. La figura 2.3 presenta los componentes clásicos de los volantes de inercia.

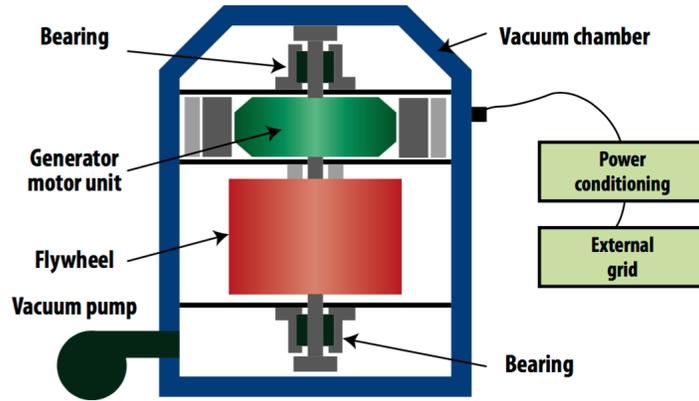


Figura 2.3: Componentes principales de un volante de inercia [9].

■ **Aire comprimido:**

Los Sistemas de Almacenamiento mediante la compresión de aire, conocidos como CAES (por su sigla en inglés, *Compressed Air Energy Storage*) permiten almacenar energía por largos períodos de tiempo (superiores a un año) y en grandes escalas [20].

Su funcionamiento se basa en el uso de electricidad para energizar un compresor y así comprimir el aire que será almacenado en un depósito, el cual corresponde a la unidad de almacenamiento. Cuando se requiere electricidad, el aire comprimido se calienta, expandiéndose, para luego dirigirlo y combinarlo con un combustible y ser utilizado en un generador convencional [21], este mecanismo se conoce como CAES diabático o tradicional.

En los últimos años, se ha avanzado en el desarrollo de una versión adiabática de esta tecnología, la cual se conoce como ACAES. En este caso, el calor liberado en la compresión se almacena y luego a través de un repartidor de calor es utilizado en la expansión. Esta variante permite evitar el uso de combustibles y mejora la eficiencia del sistema. La figura 2.4 ilustra un esquema general de ambos tipos de CAES.

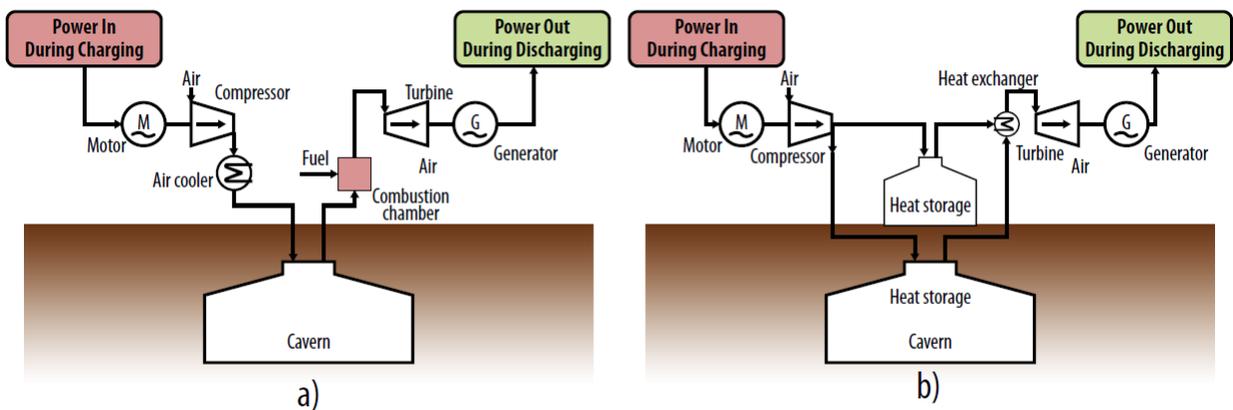


Figura 2.4: Componentes principales de un CAES tradicional(a) y adiabático(b) [9].

Otra variable, más reciente, de este tipo de tecnología es el LAES (*Liquid Air Energy Storage*) o CES (*Cryogenic Energy Storage*), que corresponde a un sistema de almacenamiento mediante aire líquido. En este caso, haciendo uso de energía eléctrica, se enfría aire a temperaturas por debajo de los $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$, permitiendo condensar el aire y, de esta forma, almacenar grandes cantidades de aire en volúmenes mucho menores de líquido [22].

El aire líquido se almacena en tanques de baja presión, luego, cuando se requiere generar energía, el aire líquido se calienta volviendo a su estado gaseoso, de esta forma se dirige a una turbina que genera electricidad. Esta tecnología promete proveer de un sistema con gran capacidad de almacenamiento, similar a una central de bombeo pero sin restricciones geográficas[23].

- **Bombeo hidráulico:**

Las centrales de bombeo hidroeléctrico se utilizan hace más de 70 años en el mundo. Se componen de dos embalses a distinta altura que permiten almacenar el agua en los momentos de menor demanda y aprovecharla para generar energía en las horas de mayor consumo para satisfacer la demanda [17]. Las centrales que no tienen contribuciones de agua significativas en el embalse superior se denominan centrales de bombeo puro, en otro caso, se denominan centrales mixtas de bombeo.

Usando energía eléctrica, se eleva el agua contenida desde el acopio inferior al embalse superior por medio de una bomba hidráulica. El embalse superior actúa como unidad de almacenamiento. Cuando se requiere generar energía eléctrica, la central de bombeo funciona como una planta hidroeléctrica convencional. La figura 2.5, muestra los componentes de una central de bombeo clásica.

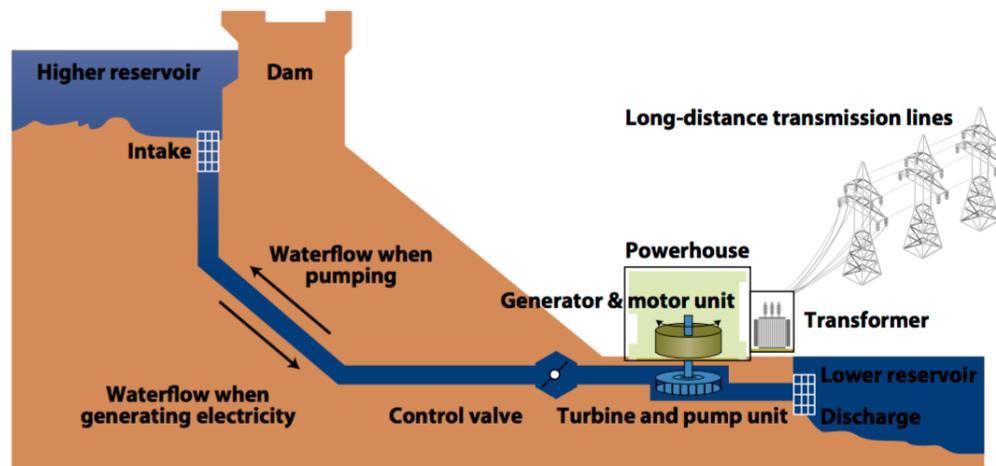


Figura 2.5: Componentes de una central hidroeléctrica de bombeo [9].

- **Supercondensadores:**

Un supercondensador o supercapacitor es un condensador de doble capa, la carga se acumula entre la superficie de un material conductor y una solución electrolítica [24]. Su funcionamiento es muy similar al de un condensador a gran escala, sin embargo, el nombre de supercapacitor indica su mayor capacidad (en Faradios).

La principal ventaja y característica de esta tecnología es la posibilidad de cargas y descargas rápidas sin pérdida de eficiencia por miles de ciclos. La figura 2.6 muestra el principio de funcionamiento de un supercondensador, que constituye una unidad de almacenamiento.

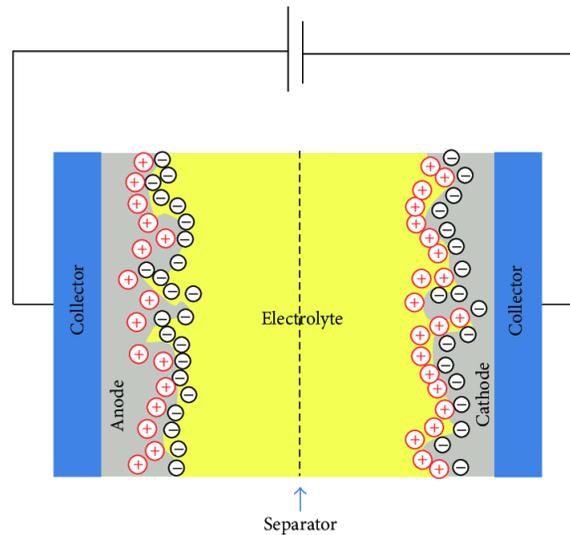


Figura 2.6: Principio de funcionamiento de un supercapacitor [25].

- **Sales fundidas:**

Corresponde a un tipo de almacenamiento térmico generalmente asociado a centrales de concentración solar de potencia (CSP). Mediante espejos especializados se concentra la energía solar en una torre donde se calienta una corriente de sales frías hasta fundirlas. Estas sales, a su vez, se almacenan en tanques, conformando la unidad de almacenamiento. Posteriormente, se transfiere ese calor al agua, creando vapor que permite generar energía eléctrica mediante una turbina de vapor.

La figura 2.7 muestra un esquema de funcionamiento de una central de concentración solar de potencia con almacenamiento a través de sales fundidas.

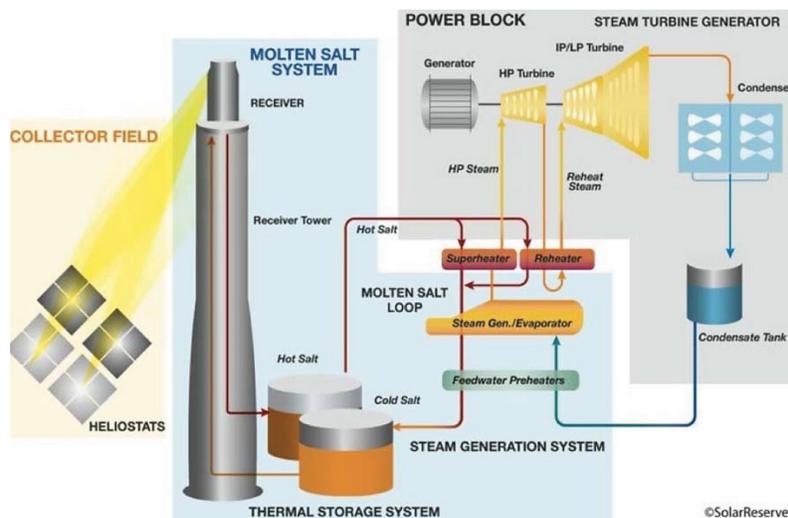


Figura 2.7: Esquema del funcionamiento de una central CSP con almacenamiento de energía en sales fundidas [26].

Actualmente, se está desarrollando un piloto en Alemania para utilizar esta tecnología de almacenamiento en la reconversión de unidades a carbón. El sistema de almacenamiento de sales fundidas se calentaría a través de un calentador eléctrico que utilizaría energía desde la red eléctrica durante horas de mayor generación de energía renovable variable, para luego liberar el calor hacia el circuito de vapor y producir energía eléctrica en la turbina de vapor en horas en que la energía tiene mayores costos [27].

Cada una de las tecnologías presentadas tiene distintas características de interés técnico y de interés económico para los inversionistas, las tablas 2.1 y 2.2 muestran una comparación de las propiedades de mayor interés.

Tecnología	Capacidad de potencia [MW]	Costo $[\frac{USD}{MW}]$	Costo $[\frac{USD}{MWh}]$	Madurez
BESS Ion-Litio	0 - 100	175 - 4000	200 - 1260	Comercializada
BESS Sodio-sulfuro	0 - 40	1000 - 3000	300 - 500	Comercializada
BESS Plomo ácido	0 - 50	300 - 600	105 - 473	Madura
BESS Flujo	0.025 - 10	1200 - 2000	315 - 1680	Demostraciones
Supercondensadores	0 - 0.25	300	82000	Demostraciones
Volantes de inercia	0 - 20	300 - 2200	1500 - 6000	Demostraciones
Bombeo hidráulico	0 - 5000	500 - 4300	5 - 100	Madura
Aire comprimido	0 - 500	425 - 1250	2 - 84	Demostraciones
Sales fundidas	0 - 300	-	3500 - 7000	Comercializada

Tabla 2.1: Características económicas de las tecnologías de almacenamiento [9] [28] [29] [30].

Tecnología	Densidad de energía $[\frac{kWh}{m^3}]$	Eficiencia [%]	Vida útil [# ciclos]	Tiempo de respuesta	Duración de descarga
BESS Ion-Litio	200 - 735	92 - 96	4000 - 20000	~ms	min - hrs
BESS Sodio-sulfuro	150 - 250	80 - 90	4000 - 40000	~ms	min - hrs
BESS Plomo ácido	50 - 100	70 - 90	2500	~ms	min - hrs
BESS Flujo	15 - 70	70 - 85	12000 - 14000	~ms	hrs
Supercondensadores	4 - 10	95	10000	~ms	seg - min
Volantes de inercia	20 - 200	85 - 95	100000 - 1000000	~ ms	<1 hr
Bombeo hidráulico	0 - 2	75 - 85	12000 - 100000	~min	hrs - días
Aire comprimido	2 - 6	45 - 60	10000 - 100000	~min	hrs - días
Sales fundidas	100	60	-	~min	hrs

Tabla 2.2: Características técnicas de las tecnologías de almacenamiento [9] [28] [29] [30].

2.1.2. Aplicaciones

Los Sistemas de Almacenamiento de energía pueden ser utilizados en numerosas aplicaciones dependiendo de la capacidad de almacenamiento que posean, la duración de descarga y su velocidad de respuesta. De acuerdo a esto, los ESS pueden destinarse a una aplicación en particular o bien para un conjunto de aplicaciones.

La figura 2.8 presenta las aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento categorizadas de acuerdo al segmento del mercado en el que participan, según lo observado en la bibliografía [9].

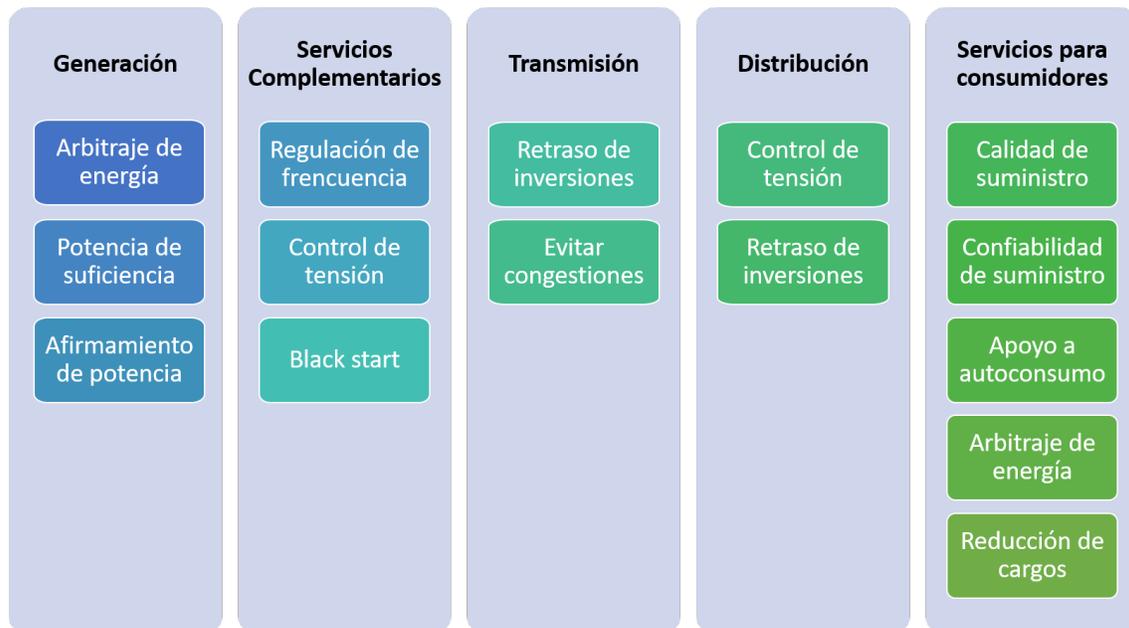


Figura 2.8: Aplicaciones de los ESS.

A continuación, se describen las aplicaciones de interés para los alcances de esta memoria.

■ Generación

1. **Arbitraje de energía:** Corresponde a hacer retiros de energía desde la red en períodos de menores costos de la energía, para almacenarla y luego inyectar esta energía en las horas de costo marginal más elevado. En esencia, esta aplicación busca trasladar energía de un bloque horario hasta otro [31][32].
2. **Potencia de suficiencia:** Los ESS pueden aportar con los requerimientos de potencia de la red por sí mismos, conectados directamente a la red. La capacidad que se les reconoce depende de la metodología determinada en cada mercado [31][32].
3. **Afirmamiento de potencia de centrales ERV:** Los Sistemas de Almacenamiento pueden ser utilizados para aumentar el reconocimiento en los pagos por potencia de una central generadora, en particular de las centrales ERV, las cuales suelen tener bajos factores de planta. Este concepto es conocido como *Capacity firming* en inglés [31][32].

■ Servicios complementarios

1. **Regulación de frecuencia:** El control de frecuencia, corresponde a los servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema. Los Sistemas de Almacenamiento pueden balancear los desequilibrios retirando o inyectando energía cuando se necesite el recurso de regulación [31][32].
2. **Control de tensión:** El control de tensión hace referencia a los servicios que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de una banda pre-determinada. Los ESS, de acuerdo a su carta de operación, son capaces de inyectar o absorber reactivos según sea requerido [31][32].
3. **Black Start:** Posterior a un corte de suministro masivo, los ESS pueden ayudar a reiniciar el sistema, con la energía almacenada son capaces de energizar centrales generadoras más grandes y lograr la recuperación del suministro [31][32].

■ Transmisión

1. **Aplazamiento de inversiones:** Implementar un Sistema de Almacenamiento como infraestructura de transmisión en nodos con sobrecarga, permite aplazar y en algunos casos reemplazar las inversiones necesarias en el sistema de transmisión [31][32].

A modo de ejemplo, en las subestaciones de transmisión se requiere que los transformadores cumplan con el criterio N-1, esto quiere decir que cuando uno de los transformadores está fuera de servicio el otro debe ser capaz de tomar toda la carga. Cuando la carga sobrepasa la capacidad del transformador se debe instalar un transformador extra que garantice la capacidad necesaria [33].

La situación descrita es ineficiente desde el punto de vista económico, ya que los transformadores son muy costosos y los peaks de demanda que podrían hacer que se superara la capacidad máxima son por cortos períodos generalmente, por lo que el resto del tiempo el equipo no sería necesario.

Este problema puede ser solucionado con Sistemas de Almacenamiento, conectando un ESS en la subestación, que sea capaz de entregar la energía requerida en los peaks de demanda, permitiendo retrasar la inversión de un nuevo transformador.

De manera análoga, se puede liberar la restricción N-1 de una línea de transmisión de doble circuito. Al instalar un ESS en el lado de inyección de la línea, es posible operar ambos circuitos a capacidad máxima aumentando la capacidad total de transmisión de la línea, lo que permite retrasar la construcción de nuevas líneas que aumenten la capacidad de ese tramo [34].

Ante una eventual contingencia, que implique la salida de alguno de los circuitos de la línea, el ESS consumiría la energía que no puede ser transportada por la línea de transmisión, evitando un colapso en el sistema.

2. **Evitar congestión en líneas de transmisión:** Las líneas de transmisión tienen una capacidad limitada, la congestión ocurre cuando una línea ocupa toda su capacidad y no se puede transmitir toda la energía de un área a otra, lo que provoca desacoples en el precio de la energía [31][32].

El ESS se puede instalar en el lado de la carga o del consumo, de forma tal que se cargue cuando la línea de transmisión no está al límite de su capacidad y descargue en los momentos de congestión cuando la línea opera en su máximo.

Por otra parte, bajo la lógica de la capacidad virtual, se pueden instalar ESS a ambos lados de una línea de transmisión, donde el ESS ubicado en la barra inyección, retira la cantidad de energía que no se logra transmitir debido a la congestión, mientras que el otro ESS, instalado en la barra de consumo, inyecta la misma cantidad de energía. Ambos dispositivos deben operar de forma complementaria en sus ciclos de carga y descarga.

Cada una de las aplicaciones mencionadas requiere que el sistema de almacenamiento a utilizar cumpla con ciertas características técnicas que le permitan un desempeño adecuado. La tabla 2.3 presenta las propiedades que debería tener un ESS para facilitar diferentes aplicaciones de acuerdo a lo expuesto en otros trabajos [28].

Segmento	Aplicación	Tamaño [MW]	Duración de descarga [hrs]	Tiempo de respuesta
Generación	Arbitraje	10 - 1000	2 - 10	min
	Potencia stand alone	1 - 1000	4 - 6	min
	Afirmamiento potencia	0.001 - 400	2 - 4	min
Servicios Complementarios	Control de frecuencia	1 -1000	0.25 - 4	ms - min
	Control de tensión	1 -1000	0.25 - 0.5	ms
	Black start	100 - 1000	1 - 6	seg
Transmisión	Alivio de congestión	0.25 - 100	2 - 6	min
	Retraso de inversiones	0.25 - 100	2 - 6	min

Tabla 2.3: Requerimientos técnicos de las aplicaciones de los ESS [28].

2.2. Mercado eléctrico chileno

El sistema eléctrico en Chile se compone de un gran sistema interconectado (SEN) que abarca desde Arica a Chiloé y presenta el 99 % de la capacidad instalada a nivel nacional, además, existen otros dos sistemas más pequeños que corresponden al sistema eléctrico de Aysén y al de Magallanes. El mercado eléctrico se compone de tres segmentos principales, generación, transmisión y distribución los cuales tiene un tratamiento regulatorio diferenciado [35].

Los segmentos de transmisión y distribución se comportan como monopolios naturales, debido a las economías de escala y economías de densidad que presentan respectivamente, por lo tanto, deben ser regulados [36]. Esto implica que las empresas de estos rubros tienen obligatoriedad de servicio y que el regulador define las tarifas que deben pagar los clientes por el uso de las instalaciones.

Por otra parte, el segmento de generación, se comporta de forma competitiva y se caracteriza por la existencia de un mercado spot, en el cual los generadores compran y venden la energía al spot en un sistema de costos auditados. El precio de la energía corresponde al costo marginal del equilibrio a corto plazo entre oferta y demanda [35].

En forma adicional, las empresas generadoras pueden establecer contratos financieros con clientes libres, acordando un precio libre entre ambas partes [35]. También, es posible realizar contratos entre generadoras y distribuidoras mediante licitaciones de suministro que son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Actualmente, el mercado mayorista en Chile es operado por un operador independiente, adoptando una estructura tipo ISO (Independent System Operator). El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), es el encargado de coordinar la operación a corto plazo del sistema, garantizando la seguridad y suficiencia del sistema.

Para garantizar la suficiencia del sistema, las empresas reciben ingresos por su aporte a la potencia de suficiencia, que corresponde a la contribución de cada generadora para abastecer la demanda punta del sistema. Las transferencias de potencia se valorizan al precio de nudo de potencia, el cual es determinado por la CNE dos veces al año [37].

El aporte de potencia de cada unidad generadora a la suficiencia del sistema, se realiza mediante varias etapas que ajustan el valor de potencia máxima declarado por la generadora de acuerdo factores que inciden en la disponibilidad del recurso [38]. La figura 2.9 muestra un esquema simplificado de la metodología mencionada, de acuerdo a lo expuesto en el reglamento de transferencias de potencia.

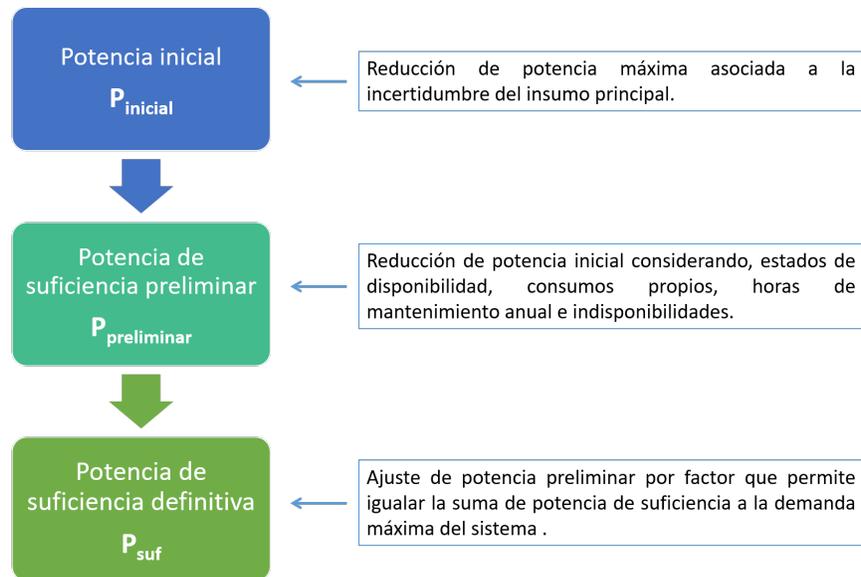


Figura 2.9: Procedimiento realizado por el CEN para el cálculo de potencia de suficiencia.

Al mismo tiempo, para respaldar la seguridad del sistema eléctrico, se han implementado los denominados Servicios Complementarios (SSCC), dentro de los cuales se consideran los recursos técnicos que permitan el control de frecuencia, la regulación de tensión y la recuperación de servicio.

El año 2016, en la ley 20.936, se estableció que a partir del año 2020, los SSCC serán asignados mediante licitaciones o subastas, estas últimas en caso de que el requerimiento sea de cortísimo plazo, sólo en el caso de que no existan condiciones competitivas de mercado, se podrá instruir la prestación de SSCC de forma directa por parte del CEN [37].

En el marco de esta la ley mencionada anteriormente, se diseñó el reglamento de Servicios Complementarios, el cual reconoce a los ESS dentro de los recursos técnicos capaces de prestar SSCC [39]. Adicionalmente, en el reglamento referido, se establecen las condiciones bajo las cuales los Sistemas de Almacenamiento pueden participar de las licitaciones y subastas de SSCC.

Por otra parte, el segmento de transmisión, encargado de transportar la energía desde la generación hasta los consumos, recibe una remuneración anual fija, correspondiente al VATT (Valor Anual de la Transmisión por Tramos). Este valor se compone de la suma de la anualidad del valor de la inversión (AVI) y los costos de operación y mantenimiento y administración (COMA) del sistema [37]. La recaudación del VATT se realiza mediante un cargo por uso del sistema de transmisión que se cobra a los clientes finales.

La figura 2.10, presenta un esquema que resume las interacciones entre los distintos actores del mercado.

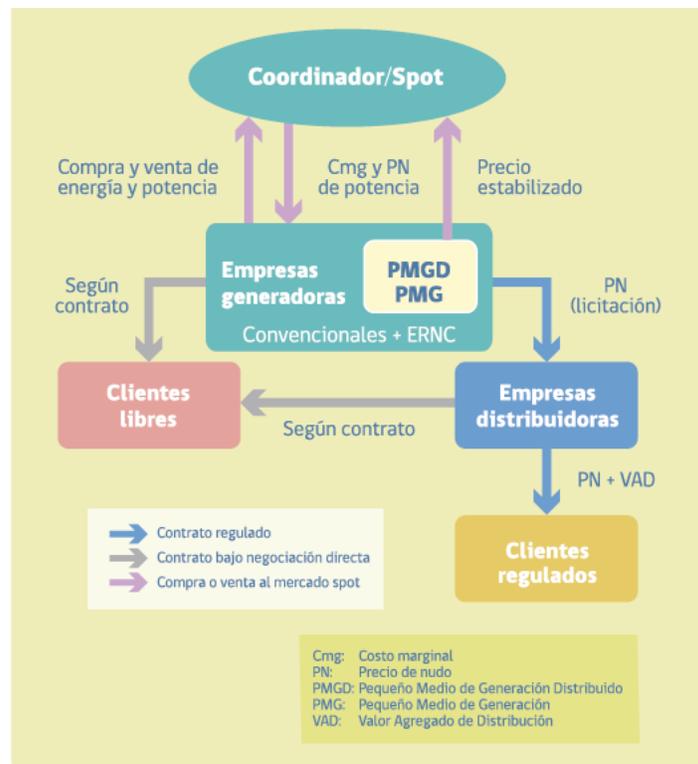


Figura 2.10: Interacción entre actores del mercado eléctrico [35].

2.3. Selección de aplicaciones y tecnologías

Teniendo en cuenta las características particulares de cada una de las tecnologías presentadas anteriormente, los requerimientos y beneficios de las aplicaciones descritas y el modelo bajo el cual opera el mercado eléctrico nacional, se seleccionan las tecnologías y aplicaciones que se consideran más propicias y factibles para el contexto nacional.

En primer lugar, se observa que el mercado eléctrico ya cuenta con un marco regulatorio para la participación de los Sistemas de Almacenamiento en los Servicios Complementarios. Como se menciona en la sección anterior, desde el año 2020 los ESS podrán prestar SSCC de acuerdo a lo estipulado en el reglamento de SSCC, debido a esto, se decide dejar a los Servicios Complementarios fuera de las aplicaciones a incentivar, puesto que ya han sido abordadas en la regulación.

De todas formas, cabe destacar que si bien, el reglamento reconoce a los Sistemas de Almacenamiento dentro de los recursos técnicos capaces de prestar Servicios Complementarios, no se dan señales económicas que promuevan la incorporación de los ESS, y tampoco se definen servicios que requieran características técnicas en las que los ESS presentan un mejor desempeño en comparación a otros recursos, como las centrales convencionales. Debido a lo anterior, no se percibe una oportunidad real de negocio para los ESS en este mercado.

Considerando los antecedentes presentados, el trabajo se enfocará en analizar propuestas regulatorias que incentiven las aplicaciones en los segmentos de generación y transmisión. En cuanto a la generación, es posible notar que debido a la alta participación de ERV y a congestiones en ciertos tramos del sistema de transmisión, se presentan fluctuaciones en el precio de la energía durante el día, los ESS podrían utilizar estas diferencias de precio para la aplicación de arbitraje de energía.

A modo de ejemplo, la figura 2.11 muestra la contribución de cada tecnología de generación para satisfacer la demanda durante un día. Se observa que, entre las 11:00 y las 18:00 horas, la generación renovable representa más de un 30% de la generación total, mientras que desde las 21:00 horas, la generación térmica supe más de un 50% de la demanda.

De forma complementaria, en la figura 2.12, se observa el comportamiento horario del precio de la energía (conocido como Costo Marginal) durante un día, para la barra Crucero ubicada en la región de Antofagasta. El gráfico refleja que en las horas de noche, cuando no se cuenta con la contribución de la generación solar, la energía puede llegar a ser hasta 25 USD más costosa que en las horas de día, donde se tiene la mayor participación de energías renovables.

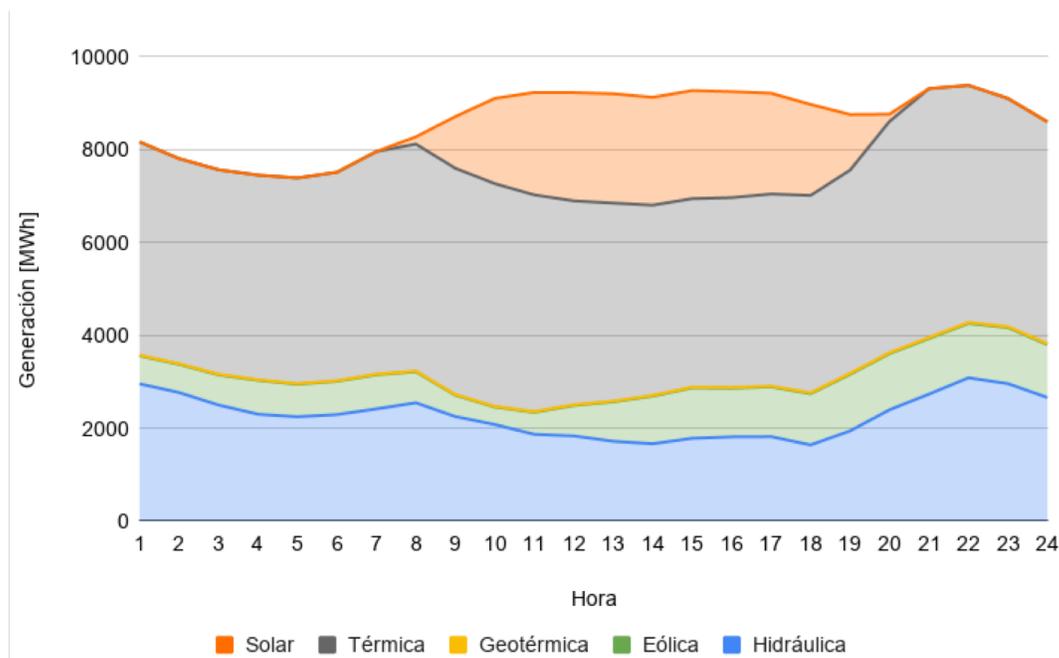


Figura 2.11: Generación de energía por tipo de tecnología en el SEN el 17 de octubre de 2019 [40].

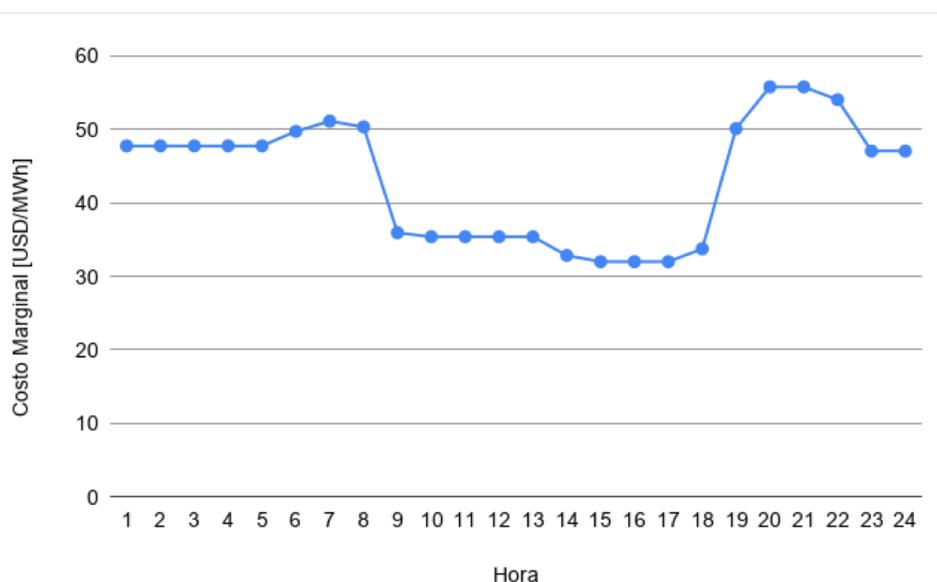


Figura 2.12: Costo marginal real observado el 17 de octubre del 2019 en la barra Crucero [40].

Otro aspecto interesante del mercado eléctrico chileno es el pago por potencia de suficiencia, donde en general las centrales térmicas e hidroeléctricas reciben los mayores reconocimientos e ingresos, mientras que, las centrales ERV solo reciben pagos por un pequeño porcentaje de su capacidad instalada. Los Sistemas de Almacenamiento pueden mejorar el reconocimiento de potencia de suficiencia de las centrales renovables y aportar con suficiencia al sistema cuando operan de forma independiente (*Stand-Alone*).

A la fecha de publicación de este trabajo, los Sistemas de Almacenamiento no son reconocidos en el reglamento de potencia y tampoco están habilitados para participar de las transferencias de potencia. Por lo tanto, se requiere una metodología para calcular su aporte a la potencia de suficiencia y establecer su participación en dichas transacciones.

En otros trabajos [41], se indica que las utilidades percibidas por un ESS dedicado a una única aplicación no justifican la inversión. Sin embargo, se establece que, al proveer múltiples servicios, se puede lograr un caso de negocio rentable. Debido a esto, se podría esperar que una complementariedad entre los ingresos por arbitraje de energía y los ingresos por potencia de suficiencia, permitiría mejorar la rentabilidad de los proyectos de ESS.

Por otra parte, respecto a la participación en el segmento de transmisión, se distingue que el sector ofrece ingresos fijos mediante la remuneración por VATT, como se explicó en la sección anterior. Debido a esto, la incorporación de Sistemas de Almacenamiento al sistema de transmisión, se distingue como una inversión mucho más segura en comparación a la inversión para el segmento de generación.

Adicionalmente, a medida que se expande el sistema, van apareciendo señales de congestión en la transmisión, producto de los desajustes entre la capacidad de de las líneas de transmisión y la cantidad de energía que se debe transportar para satisfacer la demanda. Debido a esto, la red continuará exigiendo ampliaciones y nuevas obras para el sistema de transmisión. Los ESS podrían ser una alternativa competitiva que alivie congestiones, retrase la construcción de líneas y mejore el beneficio social.

La elección de aplicaciones está directamente relacionada con la selección de tecnologías [28], debido a que las características técnicas de cada una de las tecnologías, determina en qué aplicaciones será más apropiado su uso. Tal como se observa en la tabla 2.3, las aplicaciones en generación y transmisión requieren mayores tamaños y duración de descarga que las aplicaciones en Servicios Complementarios, además, presentan tiempos de respuesta más elevados.

Debido a lo anterior, se descartaron las tecnologías que tienen baja capacidad de almacenamiento y/o tiempos de respuesta muy rápidos, como los supercondensadores y los volantes de inercia, ya que sus características los hacen una mejor alternativa para aplicaciones que quedan fuera de los alcances de este trabajo.

A modo de ejemplo, los volantes de inercia se han utilizado en Estados Unidos y Europa para servicios de respuesta rápida de frecuencia (respuesta menor a 1 segundo), en estos mercados, este servicio es remunerado de acuerdo al desempeño de los equipos. De acuerdo a los valores de la tabla 2.2, los volantes de inercia tienen una velocidad de respuesta del orden de los milisegundos, por lo que son mejor remunerados que otras tecnologías que no son capaces de ejecutar el servicio con la misma rapidez y precisión.

En consecuencia, el presente trabajo se enfocará en analizar las tecnologías que ofrecen mayor capacidad de almacenamiento y versatilidad. En particular, se seleccionan los BESS de Ion Litio, BESS de flujo, Aire Comprimido y el Bombeo Hidráulico.

Las principales ventajas que justifican la elección de las tecnologías seleccionadas, se presentan en los párrafos siguientes, junto a las desventajas que deben tenerse en consideración.

- **BESS Ion-Litio:** Los ESS en base a baterías de Ion-Litio son el Sistema de Almacenamiento que más desarrollo comercial ha tenido en los últimos años [42] [43]. Las proyecciones indican que sus precios continuarán bajando, por lo que se espera que su costo de inversión sea cada vez más competitivo respecto a otros Sistemas de Almacenamiento.

Dentro de las principales ventajas, las baterías de Ion-Litio tienen una alta eficiencia respecto a los otros tipos de baterías, tal como se observa en la tabla 2.2, además, poseen una alta densidad energética y tienen una alta velocidad de carga y descarga.

En Chile, existen cuatro Sistemas de Almacenamiento en base a baterías y todos utilizan la tecnología de Ion-Litio, por lo que ya hay experiencia en su manejo. Por otra parte, el país es un productor y exportador de Litio, teniendo la posibilidad de fabricar a nivel local sus propias baterías en un futuro.

La principal desventaja que se les reconoce a este tipo de baterías es su sensibilidad frente a altas temperaturas, deben contar con un buen sistema de refrigeración para evitar incendios u otras contingencias que se pueden producir por sobrecalentamiento.

Por otra parte, es importante considerar que aún no existe un tratamiento que se responsabilice por la totalidad de las baterías cuando acaban su vida útil. Por lo que esta tecnología genera un residuo que no puede ser gestionado al culminar su ciclo.

- **BESS Flujo:** Las baterías de flujo utilizan tecnología emergente que aun se encuentra en su etapa demostrativa, sin embargo, ya se han instalado proyectos en Japón y China [44].

Sus principales ventajas son la capacidad de descargarse totalmente sin afectar la vida útil, la facilidad para aumentar la capacidad (aumentando el tamaño de los tanques) y que soportan mucha mayor temperatura que las baterías de Ion-Litio evitando los riesgos de incendios o fugas térmicas.

A pesar de que los costos de esta tecnología siguen siendo relativamente altos debido al costo de la extracción de materiales como el Vanadio, se decide considerar esta tecnología como una alternativa prometedora a futuro ya que se han mostrado grandes avances en la investigación y presentan ventajas que son han podido ser superadas por sus pares.

- **Aire comprimido:** Junto a las centrales de bombeo hidráulico, los CAES son una de las tecnologías con mayor capacidad de almacenamiento, lo que es particularmente útil para complementar el uso de energía solar por ejemplo. Además, el costo de inversión es menor al de las baterías de Ion-Litio en algunos casos, como se observa en la tabla 2.1.

Actualmente, en Chile existen más de 500 cavernas mineras abandonadas, las cuales a priori presentan características adecuadas para ser utilizadas como reservorios de un CAES [45].

Por otra parte, de acuerdo a los proyectos operacionales en el año 2019 [44], los dos CAES instalados en el mundo requieren del uso de combustible para calentar el aire cuando se necesita generar energía, por lo que no es una tecnología libre de emisiones contaminantes, además, esta configuración tiene una de las eficiencias más bajas dentro de los ESS analizados.

Sin embargo, el desarrollo de los CAES adiabáticos ha evolucionado rápidamente, esta variante es una de las alternativas menos contaminantes dentro de los ESS [46], lo que hace que esta tecnología sea de gran valor para lograr un desarrollo sustentable de la matriz eléctrica.

- **Bombeo hidráulico:** La gran capacidad de almacenamiento y la amplia madurez de esta tecnología son sus principales ventajas por sobre los otros ESS. Sin embargo, los PHS tienen una baja densidad energética, que los obliga a utilizar extensas áreas para instalar sus reservorios.

El farellón costero del norte chileno, presenta condiciones geográficas favorables para el desarrollo de estos sistemas, una serie de acantilados a orilla del mar permiten bombear agua desde el océano y almacenarla en un reservorio en lo alto del acantilado. No obstante, existen numerosos detractores que indican que las centrales de bombeo tienen grandes impactos medioambientales que afectan las zonas donde se instalarían. El proyecto Valhalla, pretende instalar una central PHS en el norte del país, aprovechando las ventajas de geográficas de esa zona.

La tabla 2.4, resume las principales ventajas de las tecnologías seleccionadas, las cuales las hacen una alternativa interesante para el contexto nacional.

Ion Litio	Flujo	CAES	PHS
Amplio desarrollo comercial.	Descarga total sin afectar vida útil.	Gran capacidad de almacenamiento.	Gran capacidad de almacenamiento.
Gran densidad energética y alta eficiencia $\sim 90\%$.	Menor riesgo de accidente que Ion Litio.	Cavernas mineras en abandono en Chile.	Tecnología más antigua y madura.
Chile produce y exporta Litio, posibilidad de producción local.	Gran cantidad de proyectos piloto.	ACAES es una alternativa ecológica.	Condiciones geográficas favorables en norte del país.

Tabla 2.4: Principales ventajas de tecnologías seleccionadas.

Capítulo 3

Revisión nacional e internacional

En este capítulo, se presenta una revisión exhaustiva de las tecnologías y aplicaciones de los sistemas de almacenamiento que se han empleado tanto en Chile como en el resto del mundo. En forma adicional, se realiza un análisis crítico del marco regulatorio que se ha desarrollado en torno a los ESS a nivel nacional e internacional.

3.1. Sistemas de Almacenamiento en Chile

Desde el año 2006, la empresa AES Gener ha instalado Sistemas de Almacenamiento del tipo BESS de Ion-Litio en distintos lugares de la zona norte y centro del país. A principios del 2019 la empresa Engie Energía Chile instaló su propio sistema BESS, también del tipo Ion-Litio en la región de Arica y Parinacota.

La tabla 3.1 muestra la ubicación, capacidad y fecha de entrada en operación de los BESS instalados en el sistema eléctrico nacional.

Tecnología	Propietario	Ubicación	PES	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Descarga máxima [min]
Ion-Litio	AES Gener	Antofagasta	2009	12.8	3.2	15
Ion-Litio	AES Gener	Antofagasta	2011	20	5	15
Ion-Litio	AES Gener	Antofagasta	2016	20	5	15
Ion-Litio	Engie	Arica	2019	2	2	60

Tabla 3.1: Capacidad instalada de Sistemas de Almacenamiento en Chile [47].

Como se puede observar en la tabla 3.1, la suma de la capacidad instalada de ESS alcanza los 54,8 [MW], lo que corresponde a un 0,2% de la capacidad instalada total del sistema, considerando 25.241 [MW] disponibles en el país en octubre del 2019, de acuerdo a las estadísticas de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento [48]. En la figura 3.1, se observa la contribución de cada tecnología a la matriz energética nacional.

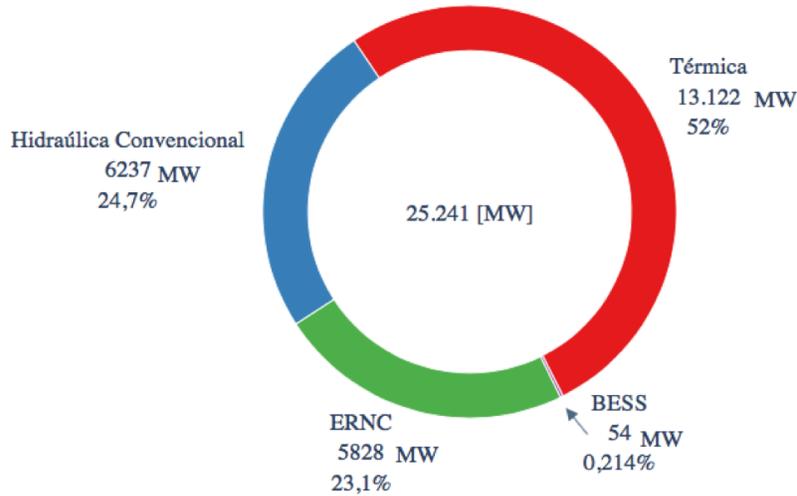


Figura 3.1: Potencia instalada por tecnología en todo Chile [48].

Estos equipos BESS han sido utilizados para liberar reserva en giro de centrales térmicas. El ESS instalado se encarga de proveer las reservas que anteriormente debía respaldar la termoeléctrica, lo que permite que los propietarios puedan operar sus centrales térmicas a potencia máxima, sin limitar su capacidad, y de esta forma, aumentar el pago por potencia que reciben.

Por otro lado, cabe señalar que en algunos Planes de Expansión de la Transmisión se han presentado propuestas para incorporar Sistemas de Almacenamiento como activos de transmisión, donde se ha dado espacio a un debate por parte de las empresas del sector sobre la pertinencia de incorporar ESS en este segmento. El año 2017, la CNE propuso un sistema de almacenamiento de 300 MW en su informe preliminar [49], y en el Plan de Expansión 2019 AES Gener propuso dos sistemas BESS [34], uno en el sector de Mulchén y otro en Punta Colorada.

El proyecto de almacenamiento del Plan de Expansión del año 2017 fue rechazado y no se incluyó en el informe definitivo. La empresa Espejo de Tarapacá (EdT), que justamente ha trabajado en un proyecto de similares características al presentado por la CNE [50], pero que no ha logrado materializarse, presentó una discrepancia al Panel de Expertos [51], solicitando que se reincorporara el proyecto al Plan de Expansión.

En la discrepancia mencionada, la CNE justificó su decisión de retirar el proyecto con dos puntos, en primer lugar se indicó que al posponer la obra para el siguiente Plan de Expansión se mantenían los beneficios, y en segundo lugar, expuso que, por tratarse de un tipo de infraestructura nueva, que se había incorporado recientemente en la legislación, se requería un mayor nivel de análisis por parte de todo el sector. Debido a esto, el Panel dictaminó que las justificaciones de la Comisión eran suficientes y por lo tanto se rechazó la petición realizada por EdT.

En forma paralela, la empresa Espejo de Tarapacá presentó una segunda discrepancia, solicitando la incorporación de los beneficios ambientales correspondientes al desplazamiento de emisiones de CO_2 , a la evaluación económica del proyecto [51]. La empresa estima que el desplazamiento de emisiones del proyecto asciende a 540.000 toneladas de CO_2 anuales, las que valorizadas a un precio social de 40 USD por tonelada, se traducen en un beneficio económico de 21,6 millones de dólares.

En relación a esta segunda discrepancia, la CNE señaló que la petición realizada por EdT difería de las observaciones que la misma empresa realizó en otras instancias. En consecuencia, y dado que la primera discrepancia fue rechazada, el Panel dictaminó rechazar esta solicitud.

3.2. Regulación del sector eléctrico en Chile

La Ley General de Servicios Eléctricos establece los pilares y estatutos fundamentales en los cuales se basa el desarrollo y la operación del sistema eléctrico nacional [37]. En el artículo 72°-1 se indican los tres principios de la coordinación y la operación del sistema:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

El artículo 87° de la ley menciona los aspectos generales de la planificación de la transmisión, el proceso debe ser realizado anualmente por la CNE, considerando minimización de riesgos de desabastecimiento, creación de condiciones que promuevan competencia entre oferentes, instalaciones eficientes para los distintos escenarios energéticos y la modificación de instalaciones existentes.

Dentro de esta Ley, en el año 2016, se incluyó por primera vez a los Sistemas de Almacenamiento dentro de sus definiciones. Estos fueron definidos como se muestra a continuación:

“[...]equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.”

En la legislación mencionada, se establece que los Sistemas de Almacenamiento que se interconecten al sistema eléctrico estarán sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional y que los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Además, se indica que el reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.

Dentro de los reglamentos que abordan en detalle los principios enunciados en la Ley, se destaca el Decreto N°62 del año 2006 o Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras [38]. Este documento establece los criterios para el reconocimiento de potencia de suficiencia de las unidades generadoras, sin embargo, los Sistemas de Almacenamiento no son mencionados dentro de las metodologías.

En los últimos años, se han hecho esfuerzos por incluir a los ESS dentro del marco regulatorio, en este contexto, se han desarrollado borradores de nuevos reglamentos, donde se abordan detalles sobre la participación y operación de los Sistemas de Almacenamiento en el SEN. La figura 3.2 muestra un orden temporal de los reglamentos que han definido alcances para los ESS y el estado de tramitación a noviembre de 2019 de cada uno.

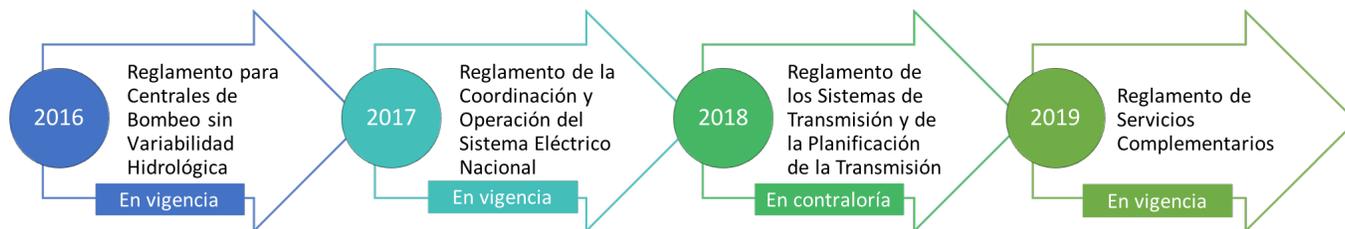


Figura 3.2: Reglamentos que abordan la participación de Sistemas de Almacenamiento en el SEN.

3.2.1. Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica

El reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica fue publicado en octubre del año 2016 mediante el decreto número 128. Este aplica a las centrales de bombeo con capacidad igual o superior a 200 MW y que no estén sujetas a variabilidad de tipo hidrológico, es decir, el reservorio superior presenta afluentes naturales de baja probabilidad de ocurrencia y que representen anualmente menos del 1% del volumen total de acumulación [52].

Se definen dos modos de operación para las centrales de bombeo, los cuales corresponden a “Modo bombeo” y “Modo generación”. Ambos modos no podrán ocurrir en forma simultánea y el Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de una central de bombeo desde el Modo de Bombeo al Modo de Generación en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del sistema.

Sobre los retiros de energía, se indica que los retiros efectuados para operar en modo bombeo no pueden ser comercializados con clientes libres o regulados, además, dichos retiros no serán considerados para los pagos por uso del Sistema de Transmisión o Servicios Complementarios que se aplican a clientes finales.

En cuanto a la programación de la operación, el propietario debe presentar una propuesta de programa al CEN. Luego, el Coordinador compara la propuesta con un programa eficiente y entrega a los propietarios sugerencias de modificaciones al programa. Finalmente, los propietarios deben enviar un programa de bombeo definitivo el cual se incorpora a la programación de la operación del sistema.

En relación a las transferencias de potencia, se define un factor de disponibilidad en función de la estadística de cotas horarias del reservorio superior. Con este factor, se puede determinar la incertidumbre asociada al recurso primario de la central y, de esta forma, establecer la potencia de suficiencia conforme a lo establecido en el Reglamento de Potencia [38], de acuerdo al esquema presentado en la figura 2.9 expuesta en el capítulo anterior.

3.2.2. Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional

El Reglamento de Coordinación y Operación del SEN fue elaborado durante el año 2017, luego de un proceso de 2 años en Contraloría fue publicado en el diario oficial en diciembre del 2019. Este reglamento tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, así como también, las materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador y los derechos y deberes de los entes sujetos a coordinación [53].

En el documento se definen los Sistemas de Almacenamiento y se distinguen tres categorías para estos, Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento en forma independiente (*Stand Alone*). En el capítulo 6 del título III del reglamento se aborda en detalle el tratamiento de las categorías mencionadas anteriormente.

En primer lugar, se indica que los Sistemas de Almacenamiento pueden destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura de Transmisión o utilizarse para el arbitraje de precios de energía.

En cuanto a la operación de los Sistemas de Almacenamiento y las Centrales de Bombeo se distinguen dos modos de operación, “Modo Retiro” y “Modo Inyección”, los cuales no pueden ocurrir de forma simultánea. Por otra parte, las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento tendrán tres modos de operación, “Modo Carga”, “Modo Descarga” y “Modo Generación Directa”, en este caso se permite la simultaneidad de los modos de operación cuando la tecnología y la capacidad de conexión al sistema lo permitan.

A su vez, se indica que las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento no podrán hacer retiros de energía desde el sistema, sino que deberán cargarse exclusivamente mediante la energía generada por la central renovable. De forma excepcional, el CEN podrá indicar que se efectúen retiros desde la red para mantener la seguridad del sistema.

Para establecer un programa tentativo de operación, donde se determine en qué momento se operará en “Modo Retiro”, los titulares de los Sistemas de Almacenamiento y las Centrales de Bombeo deberán comunicar programas de retiros con una resolución al menos horaria. Luego, el CEN debe determinar un programa eficiente con el que compara la propuesta de los propietarios y envía una propuesta de modificación al programa inicial. Con las sugerencias del Coordinador, los coordinados informan un programa definitivo.

Para incorporar Sistemas de Almacenamiento, Centrales de Bombeo y Renovables con Capacidad de Almacenamiento a la programación de la operación, el Coordinador puede optar entre dos metodologías. Una de las metodologías plantea incluirlos en la lista de mérito, donde se ordenan todas las centrales generadoras de acuerdo a su costo variable, la otra metodología determinaría la colocación de la energía almacenada minimizando el costo total de operación y falla, en ese caso, el Coordinador deberá determinar un valor de la energía almacenada.

Para determinar el costo variable al que se refiere en la primera metodología descrita en el párrafo anterior, se indica que, para los Sistemas de Almacenamiento, el costo variable debe considerar el valor de la energía retirada de la red al precio de la energía en el punto de retiro en un periodo determinado, y también, las pérdidas de energía ocurridas en el proceso de almacenamiento e inyección de energía. Mientras que, para las Centrales de Bombeo, se debe considerar además, la proporción de energía retirada respecto de la energía almacenada durante dicho periodo.

Finalmente, en relación al segmento de transmisión, se establece que las operación de los ESS será centralizada y determinada por el Coordinador. Los titulares de dichos sistemas no podrían participar de los balances de transferencias, y además, los montos generados por las diferencias de precios entre las compras y las ventas de energía se traspasarán directamente a los clientes finales, a través del cargo por uso de del sistema de transmisión.

3.2.3. Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión

Durante el año 2018 ingresó a consulta pública el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión, el cual tiene por objetivo establecer disposiciones aplicables al régimen de acceso abierto, al proceso de planificación de la transmisión y licitación de obras de expansión [54]. El reglamento aun no se encuentra vigente, puesto que continúa su tramitación en Contraloría.

En este documento, se observa una única mención a los ESS. En el capítulo sobre la metodología de la planificación de la transmisión, se indica que la CNE podrá analizar y proponer infraestructura asociada a la transmisión como los Sistemas de Almacenamiento. Es importante destacar que no se detallan evaluaciones ni indicaciones particulares para el almacenamiento, además, los ESS no son mencionados en ninguna otra sección del documento.

3.2.4. Reglamento de Servicios Complementarios

En marzo del 2019 se publicó en el diario oficial el reglamento de Servicios Complementarios, el que tiene por objeto establecer las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional [39]. El reglamento se encuentra vigente y comenzará a ser aplicado desde el año 2020.

En el Título II del reglamento, dentro del capítulo de consideraciones generales, se indica que los Sistemas de Almacenamiento son parte de los recursos técnicos a través de los cuales se materializa la prestación de Servicios Complementarios. Posteriormente, en el Capítulo 2 del Título V, se aborda la participación Sistemas de Almacenamiento para la prestación de SSCC.

En el último capítulo mencionado, nuevamente se especifica que los Sistemas de Almacenamiento estarán habilitados para prestar Servicios Complementarios. Además, se indica que el Coordinador deberá resguardar y establecer la compatibilidad entre la prestación de SSCC con servicios de otra naturaleza, como arbitraje de energía, en ese sentido, se deberá dar prioridad a proveer SSCC respecto de otros servicios.

En relación a los Sistemas de Almacenamiento que presten Servicios Complementarios materializados mediante licitaciones que impliquen nueva infraestructura, se establece que no participarán de los balances de transferencias de energía. Los saldos resultantes de la operación del ESS corresponderán a un complemento del pago que atañe por realizar dicho servicio.

Por otra parte, se establece que los Sistemas de Almacenamiento que presten SSCC mediante subastas u instrucción directa del CEN, no participarán de los balances de transferencia de energía asumiendo los saldos de retiros e inyecciones correspondientes.

Finalmente, tal como se ha indicado en la Ley y en los otros reglamentos descritos en este trabajo, los retiros de energía efectuados por un sistema de almacenamiento para la prestación de servicios complementarios, no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales.

3.3. Experiencia Internacional

En esta sección se presenta la experiencia en el uso de Sistemas de Almacenamiento en diversos mercados alrededor del mundo. La figura 3.3 muestra la capacidad instalada de ESS operativos en la actualidad para los países de interés en la investigación. En los gráficos se observa que las centrales de bombeo son la tecnología predominante a nivel mundial, donde China y Japón tienen el mayor porcentaje de instalaciones. Por su parte Estados Unidos, tiene la mayor capacidad instalada en tecnologías de ESS distintas a las centrales de bombeo.

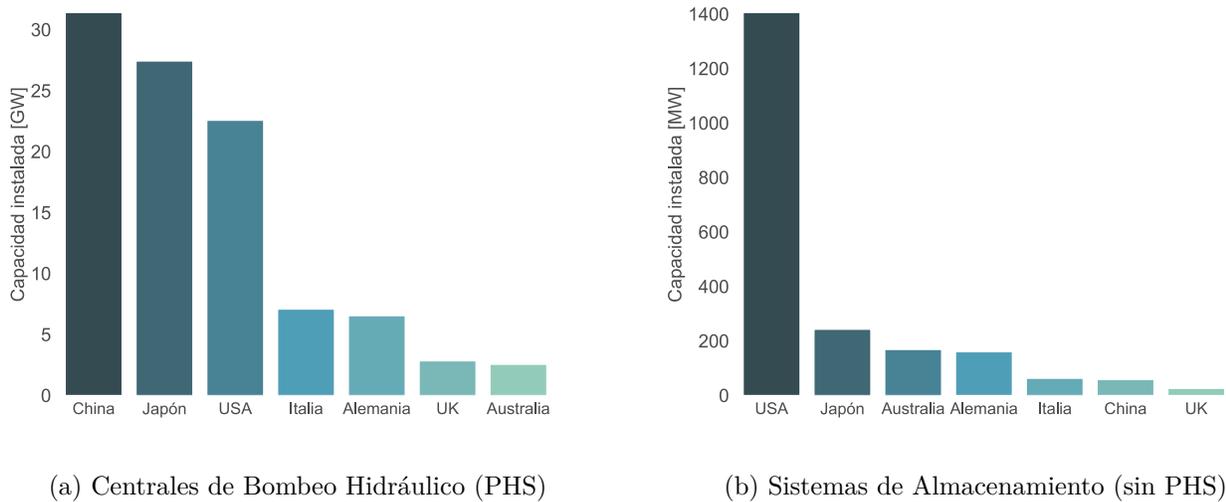


Figura 3.3: Capacidad instalada en Sistemas de Almacenamiento [44].

3.3.1. Estados Unidos

En la actualidad, existen 10 grandes operadores del sistema que cubren la demanda de energía eléctrica en todo el territorio estadounidense. Históricamente, en estos mercados la energía se ha transado a través de contratos bilaterales y transacciones en el mercado spot [55].

La FERC (Federal Energy Regulatory Commission) es la agencia federal a cargo de regular la transmisión y ventas al por mayor de energía en el comercio interestatal. Desde el año 2007, ha impulsado la participación de los Sistemas de Almacenamiento en los mercados de energía mediante órdenes federales. A continuación, en la figura 3.4 se presentan las principales medidas con las que el regulador ha mejorado las condiciones para los ESS [56] [57] [58] [59].

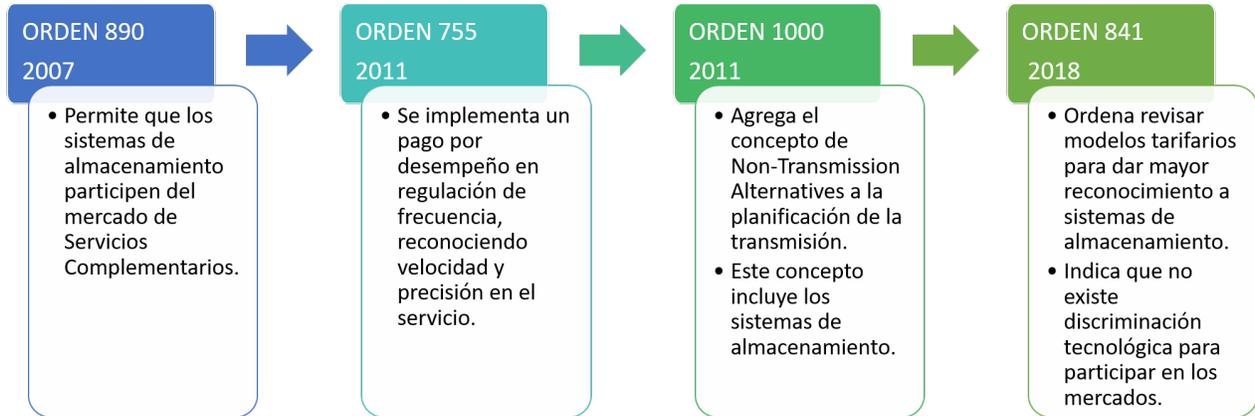


Figura 3.4: Medidas regulatorias impulsadas por la FERC.

Una de las órdenes más destacadas, presentada por la FERC en Junio del 2016, corresponde a la orden 825 [60]. La orden establece que los operadores del sistema deben alinear la resolución temporal de los despachos de las unidades generadoras (realizado cada 5 minutos) con la resolución temporal de las transacciones económicas (efectuadas cada 30 minutos o 1 hora). Esta medida permite que se compense a los generadores por el verdadero valor de la energía y su costo de producción, proporcionando incentivos adecuados para el rendimiento de los recursos.

Los operadores de los sistemas eléctricos comenzaron a aplicar la orden 825 en el año 2018, donde se instauró una resolución temporal de 5 minutos tanto para el despacho de los generadores como para el cálculo de las transferencias económicas.

Debido a las regulaciones impulsadas por la FERC y algunos incentivos particulares en ciertos mercados de Estados Unidos, la capacidad instalada en Sistemas de Almacenamiento, específicamente en baterías, ha tenido un rápido incremento en la última década, tal como se observa en la figura 3.5. En el gráfico de la izquierda se puede observar que, entre el año 2003 y el año 2017, la capacidad instalada aumentó casi 10 veces su valor.

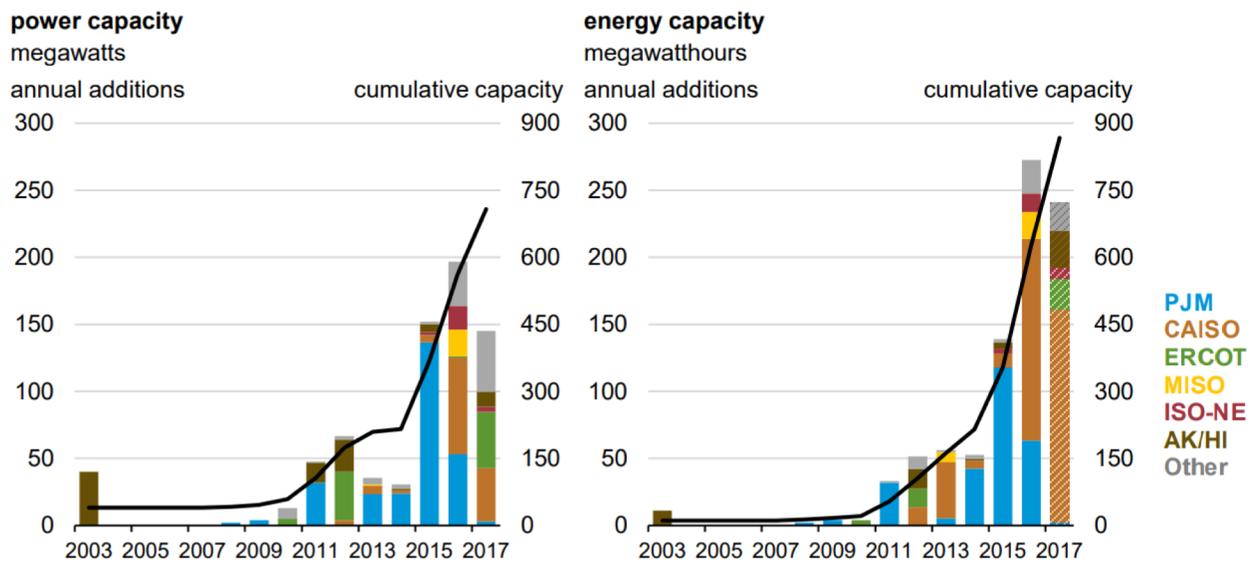


Figura 3.5: Capacidad instalada de baterías por región en Estados Unidos [61].

Las aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento varían de una región a otra, usualmente, los ESS participan del mercado de Servicios Complementarios, principalmente en la regulación de frecuencia. La figura 3.6 muestra la capacidad de potencia y energía que se dedica a cada aplicación en los distintos sistemas del país, donde se aprecia que la mayor capacidad se utiliza para regulación de frecuencia y, en segundo lugar, se encuentran las reservas para seguimiento de rampa, ambas aplicaciones se asocian a SSCC.

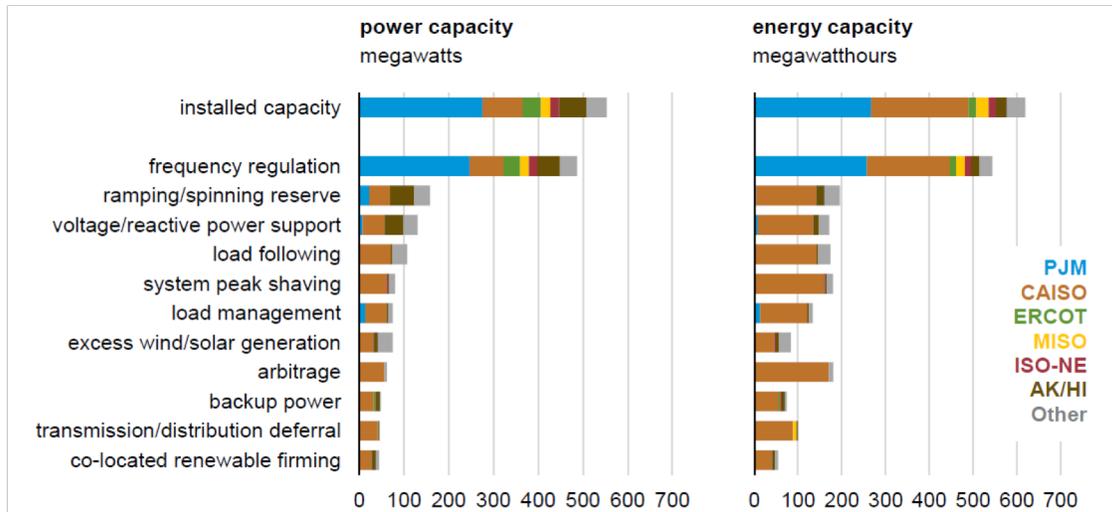


Figura 3.6: Aplicaciones de los BESS en Estado Unidos en el año 2016 [61].

A continuación, se describe con mayor profundidad la experiencia particular en la incorporación de Sistemas de Almacenamiento en algunos de los mercados de energía más relevantes de Estados Unidos.

3.3.1.1. CAISO

El Operador Independiente de Sistemas de California (California ISO, por su sigla en inglés) administra el flujo de electricidad en el 80 % de líneas de Transmisión de alta tensión y de larga distancia en el estado de California y una pequeña porción de la red de Nevada [62].

CAISO suministra energía a una población de 30 millones de habitantes, con una capacidad instalada de 60.000 MW, para una demanda peak de 50.000 MW, además cuenta con más de 42.000 km de líneas de transmisión. Más de un 50 % de la capacidad instalada corresponde a centrales a gas, mientras la capacidad de generación hidráulica y solar ocupan un 15 % de la matriz cada una.

El mercado es del tipo liberalizado, se compone de un mercado del día anterior, en el cual se fijan los precios de mercado por medio licitaciones, posteriormente, en el mercado en tiempo real, las compañías pueden comprar y vender energía para suplir las desviaciones de la programación del día anterior. El ISO despacha su unidades generadoras cada 15 y 5 minutos, a pesar de que en algunas condiciones extremas puede despachar en intervalos de 1 minuto [63].

Por otra parte, se tiene el mercado de los servicios auxiliares (análogo a los Servicios Complementarios en Chile), que son productos de energía utilizados para mantener la estabilidad y confiabilidad de la red. Hay cuatro tipos de productos de servicios auxiliares: regular hacia arriba, regular hacia abajo, reserva activa y reserva pasiva.

El sistema interconectado de California tiene la mayor capacidad de energía instalada en baterías de todos los sistemas de energía de Estados Unidos, a pesar de que PJM posee la mayor capacidad instalada en potencia, tal como se observa en la figura 3.5. Actualmente, el sistema tiene más de 170 MW operativos de Sistemas de Almacenamiento sin considerar las centrales PHS.

Los Sistemas de Almacenamiento son clasificados como *Non-Generator Resource* (NGR), que son recursos que operan como generación o carga pudiendo ser despachados en todo su rango de capacidad. Estos recursos pueden participar de mercados de energía y servicios complementarios cuando cumplen con los criterios de elegibilidad [64]. La programación de la operación queda a cargo de los propietarios, quienes deben ofertar su energía asumiendo los riesgos de asociados.

En complemento a la órdenes FERC, en el año 2010, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC por su sigla en inglés), a través de la *Assembly Bill 2514* estableció metas de capacidad instalada de almacenamiento buscando un total de 1325 MW instalados para el año 2021 [65].

Adicionalmente, se dispuso que las 3 empresas más grandes de la región, en su conjunto, deben ser capaces de suplir la meta propuesta, mientras que las otras empresas de menor tamaño, podrán instalar voluntariamente ESS que aporten al objetivo planteado. En este contexto *Pacific Gas & Electric* y *Southern California Edison* deben contribuir con una meta personal de 580 MW cada uno, de la misma forma, el aporte de *San Diego Gas & Electric* se fijó en 165 MW [66].

En el año 2018, la capacidad instalada de ESS bajo la *Assembly Bill 2514* alcanzaba los 821 MW de acuerdo a lo informado por la CPUC [66]. La empresa que lleva un menor porcentaje de avance es *Pacific Gas & Electric*, con sólo 243 MW instalados de los 580 MW que debe lograr para el año 2020.

En base al marco regulatorio expuesto en la figura 3.4, las metas de capacidad instalada y a las condiciones del mercado, los Sistemas de Almacenamiento en California y en particular la baterías, participan en los mercados de energía, potencia, servicios auxiliares, entre otros, donde ofrecen una amplia variedad de aplicaciones, tal como se observa en la figura 3.6.

En cuanto a la participación de los ESS en el segmento de transmisión, CAISO lleva más de 10 años discutiendo este tema en particular. En el año 2005 *Nevada Hydro Company* presentó una solicitud para incluir el proyecto *Lake Elsinore Advanced Pump Storage* (LEAPS) como activo de transmisión, indicando que este sería operado completamente por el ISO para prestar servicios complementarios, mientras que *Nevada Hydro* se encargaría de ofertar siempre a \$0 su energía.

Respecto a esta propuesta, el operador del sistema se mostró preocupado ya que podría verse afectada su independencia al tener que decidir cuanto ofertar y cuando hacer retiros e inyecciones. En 2008 la FERC rechazó esta solicitud argumentando que los cargos por uso del sistema de transmisión son para recuperar las inversiones realizadas en activos de transmisión y no para remunerar otros servicios [67].

Más adelante, en 2009, *Western Grid* propuso un sistema de baterías de sodio-sulfuro para resolver problemas de confiabilidad en el sistema de transmisión a menor costo que las alternativas tradicionales. *Western Grid* se encargaría de manejar la carga de las baterías para mantener la independencia del ISO y no buscaría hacer arbitraje de energía, cualquier ingreso extra recibido sería abonado al pago único que se recibiría por su aporte como activo de transmisión.

En el año 2010, la FERC determinó que *Western Grid* había resuelto los problemas que se habían identificado en la propuesta de *Nevada Hydro*, por lo que el proyecto fue aprobado y se dio la posibilidad de incorporarlo al proceso de planificación de la transmisión. Sin embargo, hasta la fecha, CAISO no ha determinado que el proyecto sea necesario para el desarrollo del sistema [67].

Actualmente, California sigue analizando cuál es la mejor forma de incorporar los Sistemas de Almacenamiento al segmento de la transmisión, en la última revisión de las propuestas planteadas en el reporte *Storage As Transmission Asset* (SATA), se presentaron 3 metodologías para remunerar a los ESS que participen en la transmisión [67].

La primera metodología propuesta, consiste en garantizar la recuperación total de los costos mediante un cobro de acceso a la transmisión (TAC, por sus siglas en inglés), descontando de este cargo los pagos por energía resultantes de la operación del ESS. Por otro lado, la segunda propuesta sólo asegura la recuperación de un porcentaje de los costos, mientras que la fracción restante la debe recuperar el propietario mediante los pagos por energía, donde cabe la posibilidad de que la recaudación total sea menor o mayor que los costos.

La tercera y última propuesta es una mezcla de las anteriores, por una parte, se garantiza la recuperación total de los costos, sin embargo, un monto de los pagos por energía son abonados al TAC, mientras que la cantidad restante se percibe como un ingreso extra para el Sistema de Almacenamiento.

En la figura 3.7 se puede observar el esquema de remuneración de los activos tradicionales de transmisión, donde se garantiza la recuperación total de los costos en los que se incurre, mediante cobro del TAC. Luego, se muestra una representación gráfica de las metodologías descritas en los párrafos anteriores, distinguiendo entre los ingresos que reciben los activos de transmisión y la remuneración de los activos que participan los mercados de energía y potencia.

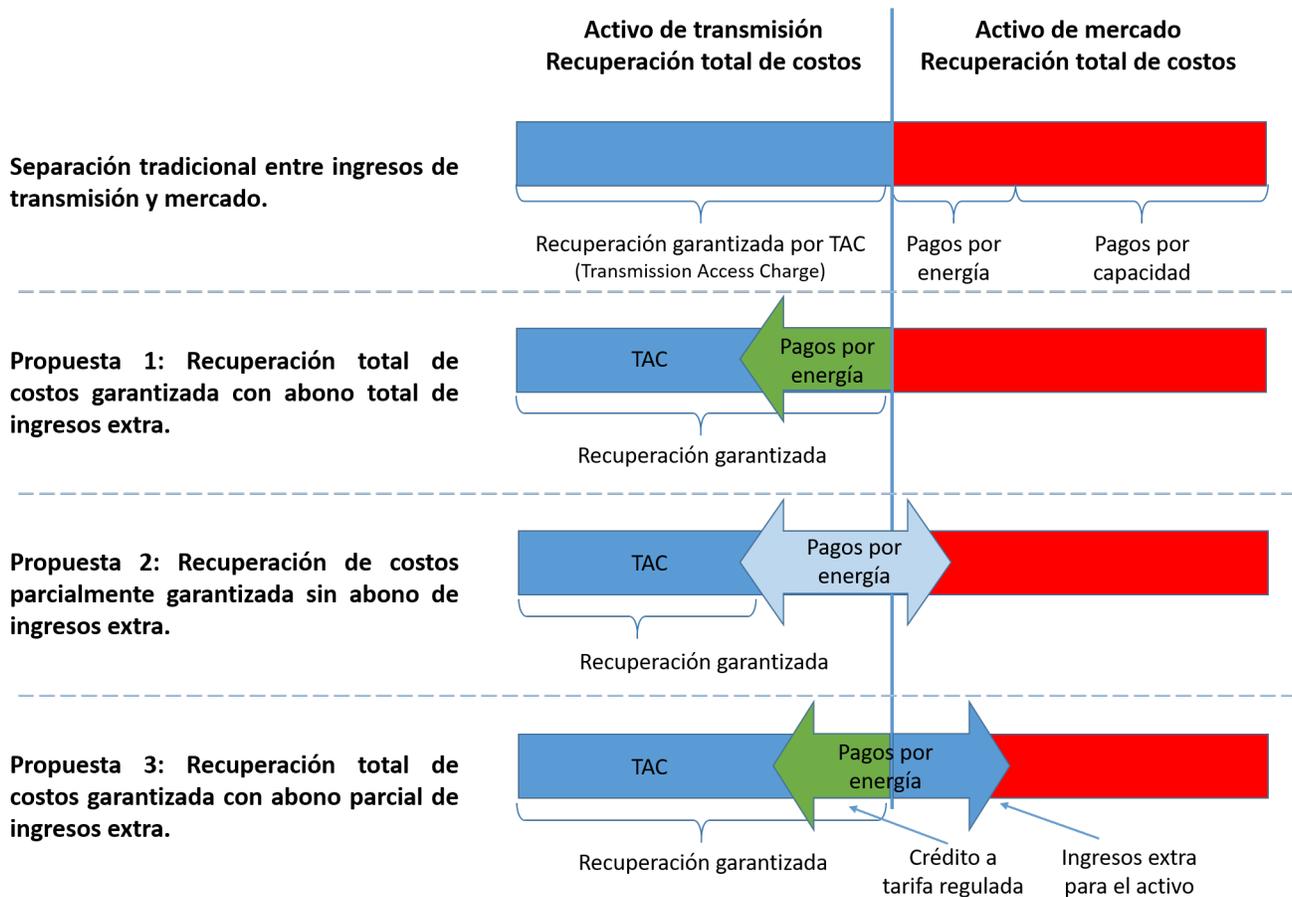


Figura 3.7: Propuestas para pago de ESS en transmisión en CAISO [67].

Para finalizar, en cuanto a los proyectos de ESS que se encuentran en operación, uno de los proyectos de baterías de Ion-Litio más grandes, corresponde al sistema de 30 MW, 120 MWh construido por la empresa AES. Recibe el nombre de *Escondido* y opera desde el año 2017 entregando servicios de seguimiento de rampa y recorte de demanda punta, los cuales generalmente eran provistos por centrales a gas [68]. La figura 3.8 muestra una vista general de las instalaciones de *Escondido* en la ciudad al norte de San Diego.



Figura 3.8: BESS Ion-Litio proyecto *Escondido* en CAISO, cortesía de San Diego Gas & Electric.

3.3.1.2. PJM

PJM Interconnection corresponde a una *Regional Transmission Organization* (RTO) que coordina las transacciones al por mayor de Energía en los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia.

El sistema cuenta con más de 165.000 MW de capacidad instalada para abastecer a una población de 65 millones de habitantes. La matriz energética se compone principalmente de combustibles fósiles y energía nuclear, el aporte de energías renovables no alcanza el 3 %.

PJM se compone de tres mercados principales, energía, Servicios Complementarios y capacidad. Al igual que en el CAISO, los mercados son abiertos, distinguiendo un mercado del día anterior y un mercado en tiempo real [69]. Tal como los otros sistemas del país, PJM se rige bajo el marco normativo de las órdenes de la FERC.

Como se observa en la figura 3.5, PJM tiene la mayor capacidad instalada de baterías, esta capacidad alcanzaba los 278 MW en 2017, mientras que, la capacidad de Sistemas de Almacenamiento sin considerar a las centrales de bombeo, supera los 330 MW de acuerdo a las estadísticas del año 2019.

En cuanto a las aplicaciones de los ESS, en la figura 3.6, se distingue que el uso de Sistemas de Almacenamiento se ha concentrado principalmente en la regulación de frecuencia, observándose una baja participación en las otras aplicaciones que pueden prestar los ESS.

La alta participación de ESS basados en baterías en la regulación de frecuencia, se debe a la implementación de la orden 755 de la FERC, la cual se materializó mediante la creación de un servicio de respuesta rápida de frecuencia conocido como *Reg-D*. Este servicio se remunera considerando el redimiendo al concretar el requerimiento, en este escenario, los ESS presentan un rendimiento del 96 %, mientras que las centrales térmicas alcanzan un 90 % y las hidráulicas sólo un 77 % [70].

La implementación del *Reg-D* tuvo un impacto significativo en la instalación de Sistemas de Almacenamiento en PJM [71]. Sólo en el año 2015 se instalaron más de 160 MW de BESS, en el marco de un desarrollo motivado por este nuevo espacio de participación en el mercado.

En este contexto, el servicio *Reg-D* sostuvo un escenario favorable de participación para los ESS hasta el año 2015. Sin embargo, desde esa fecha, debido a la gran cantidad de recursos, que se instalaron con el objetivo de ofrecer el mismo servicio, se produjeron efectos contraproducentes en la operación del sistema. En consecuencia, PJM definió limitaciones en cuanto a la cantidad de recursos destinados para este servicio [70] [71]. Como resultado de la limitación, se desencadenó un estancamiento en el desarrollo de BESS asociados al *Reg-D*.

Desde otra perspectiva, el aumento en la participación de los ESS en PJM, ha sido acompañado por el desarrollo de proyectos piloto, los cuales le han permitido adquirir experiencia en cuanto al comportamiento de las distintas tecnologías en la red [72]. A modo de ejemplo, un BESS de Ion-Litio de 2 MW, instalado como proyecto piloto por la empresa AES, permitió demostrar la rápida respuesta de esta tecnología ante desbalances entre la generación y los consumos, lo que incentivó la instalación de otros BESS de Ion-Litio para ser utilizados bajo este concepto. PJM ha utilizado las lecciones aprendidas con los proyectos piloto para mejorar el marco normativo e incentivar la participación de los ESS en el mercado.

Por otra parte, respecto a la operación de los Sistemas de Almacenamiento que participan los mercados de energía, los ESS deben ofertar su energía en el mercado del día anterior tal como lo hacen los generadores convencionales, mientras que, para las centrales de bombeo, se programa una operación de acuerdo al despacho óptimo del mercado del día anterior, esto implica, que los propietarios no tienen ninguna incidencia en la operación de la central y en consecuencia, no realizan ofertas de energía [73].

Por su parte, el mercado de capacidad ha establecido una regla que exige a las baterías una duración de 10 horas para calificar para el pago por potencia [74]. En respuesta a esta medida, la Asociación de Sistemas de Almacenamiento y el Consejo de Defensa de Recursos Naturales, presentaron un informe donde se indica que el valor de la potencia de los ESS en duraciones de 2, 4 y 6 horas, podría proporcionar el mismo valor de capacidad que las centrales eléctricas convencionales que funcionan las 24 horas del día [75].

Dentro de los proyectos de baterías en PJM, se destaca *Grand Ridge Energy Storage*, un sistema de 31.5 MW en Chicago, Illinois. El BESS comenzó su operación en mayo de 2015, se ubica junto a una planta eólica de 210 MW y una central solar de 20 MW y su principal aplicación es la regulación de frecuencia [76]. En la figura 3.9 se aprecia el sistema en su lugar de instalación.



Figura 3.9: Sistema BESS de Ion-Litio *Gran Ridge Energy Storage* en PJM [76].

3.3.1.3. MISO

El *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) es el operador independiente que provee energía a 15 estados del medio oeste de Estados Unidos y a la provincia canadiense de Manitoba. Tiene una capacidad instalada de más de 170.000 MW, de los cuales un 43% corresponde a gas natural, además cuenta con cerca de 115.000 km de líneas de transmisión [77].

Tal como los otros mercados estadounidenses, MISO está sujeto a la regulación de la FERC. El sistema tiene más de 25 MW de capacidad instalada en Sistemas de Almacenamiento sin considerar las centrales de bombeo que suman casi 2.300 MW entre ellas.

A pesar de que el MISO se rige por el marco normativo elaborado por la FERC para Sistemas de Almacenamiento, en esta revisión, no se encontraron documentos que indicaran el desarrollo iniciativas propias de este mercado que buscaran incentivar la participación de los ESS.

En este contexto, en el año 2008 se puso en operación el BESS de sodio-sulfuro de 1 MW en el contexto del proyecto *Xcel Energy's Wind-to-Battery*, un proyecto piloto que buscaba hacer pruebas de las distintas aplicaciones del ESS en operación junto a una central eólica de 11 MW [78].

En cuanto a los proyectos en operación, no existen ESS, con tecnologías distintas al bombeo hidráulico, que sean de gran capacidad. Dentro de los BESS instalados, se destaca *IPL Advancion Energy Storage* un BESS de Ion-Litio de 20 MW de capacidad ubicado en el estado de Indiana, se encuentra operativo desde el año 2017 y se utiliza principalmente para la regulación de frecuencia [79].

3.3.1.4. ERCOT

El operador independiente del sistema eléctrico en el estado de Texas, es conocido con el nombre de ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*), suministra energía a 24 millones de clientes con una capacidad instalada de casi 76.000 MW.

ERCOT tiene una contribución de más de 110 MW de Sistemas de Almacenamiento del tipo térmico, por otra parte, la capacidad instalada en baterías no logra superar los 50 MW. Al igual que CAISO, PJM y MISO, se aplican las órdenes FERC que facilitan la participación de los Sistemas de Almacenamiento.

Debido a que ERCOT no permite el libre acceso a la información sobre la operación del sistema o su marco normativo, no es posible profundizar en la aplicación de las órdenes FERC en este sistema, y tampoco se encuentran documentos donde se presenten otras medidas regulatorias, propias de este mercado y diferentes a las determinadas por el organismo federal.

Dentro de los escasos proyectos de almacenamiento con baterías, el año 2013 se instaló un BESS de Ion-Litio de 36 MW en la planta eólica *Notrees* de 153 MW . La empresa *Duke Energy*, a cargo del proyecto, estimaba la inversión en 43.6 millones de dólares, sin embargo, este fue construido gracias a un subsidio de \$22 millones de dólares entregados por el departamento de energía del gobierno estadounidense [80]. En la figura 3.10 se observan las turbinas eólicas junto a la caseta del sistema BESS.



Figura 3.10: Sistema BESS de Ion-Litio junto a central eólica *Notrees* en ERCOT [80].

3.3.2. Australia

Australia cuenta con dos grandes sistemas interconectados, el National Electricity Market (NEM) y el Wholesale Electricity Market (WEM). Estos sistemas no se interconectan entre ellos debido a la gran distancia que los separa, sin embargo, son manejados por el mismo operador del sistema AEMO (Australian Electricity Market Operator).

El NEM opera la zona este del país, donde se conectan 5 estados, Queensland, New South Wales, South Australia, Victoria y Tasmania. El mercado funciona como un mercado tipo “pool”, en el cual los generadores ofertan una cantidad y un precio de energía al spot y el operador hace coincidir la oferta con la demanda en intervalos de 5 minutos [81].

Tal como ocurrió en Estado Unidos, la resolución temporal del despacho de las unidades generadoras es de 5 minutos, mientras que los cálculos de precios se realizan cada 30 minutos. Sin embargo, en el año 2017 AEMO impulsó un programa para aumentar la resolución a 5 minutos [82], se espera que esta medida se implemente completamente en Julio del año 2021.

La capacidad instalada en el NEM supera los 47.000 MW, donde más de un 50 % de la generación proviene de centrales a carbón, mientras que 184 MW corresponden a sistemas BESS, y más de 2.500 MW se asocian a centrales de bombeo hidráulico.

En cuanto al marco regulatorio actual para los Sistemas de Almacenamiento, los ESS con capacidad superior a 5 MW, deben registrarse como generador y como carga. Se encuentra en discusión un nuevo reglamento que propone crear nueva categoría llamada *Bi-directional Unit* que permita un registro único, más sencillo y que reduzca el riesgo de despachar ambas unidades (generador y carga) al mismo tiempo [83].

Uno de los proyectos más atractivos del NEM corresponde a la planta *Hornsdale Power Reserve* (HPR), que es el BESS de Ion-Litio más grande del mundo. Se encuentra en operación desde el 1 de diciembre de 2017, con una capacidad de 100 MW y 129 MWh y se planea una expansión de 50 MW y 64,5 MWh [84].

En la operación de la planta HPR, se reservan 70 MW y 10 MWh de su capacidad para brindar seguridad al sistema y prestar otros servicios específicos contratados con el gobierno de *South Australian*. Los 30 MW y 119 MWh que no se utilizan para las aplicaciones descritas anteriormente, quedan disponibles para que el propietario del BESS los destine libremente a las aplicaciones que estime convenientes[85]. La figura 3.11 muestra las instalaciones del proyecto en las inmediaciones de la planta eólica *Hornsdale*.



Figura 3.11: Hornsdale Power Reserve en Australia [84].

Por último, en Julio de 2019, la compañía Lyon Group anunció un proyecto de transmisión virtual en Victoria-South Australia. Se busca resolver problemas de congestión en las líneas mediante la instalación de baterías en ambos extremos del carril saturado. La solución promete ser construida 10 veces más rápido que las alternativas convencionales y evitar el vertimiento de generación renovable [86].

3.3.3. Reino Unido

El sistema eléctrico del Reino Unido tiene 106.000 MW de capacidad instalada, con una amplia participación termoeléctricas, en particular, un 47 % de la generación es en base a centrales a gas. El sistema opera en base a un mercado de contratos bilaterales, en el cual los proveedores compran energía en el mercado mayorista y la venden a los consumidores, quienes pueden elegir directamente a su proveedor [87].

Los generadores y proveedores de energía del sistema, pueden establecer contratos para el suministro de energía por períodos van desde años hasta 30 minutos. El operador del mercado liquida las transacciones en períodos de 30 minutos, logrando un balance entre las ofertas y demandas de energía [88].

Considerando los ESS operativos en el año 2019, las centrales de bombeo hidráulico suman una capacidad de 2.7 GW, mientras que los Sistemas de Almacenamiento con baterías apenas alcanzan los 25 MW [44].

Una de las principales medidas regulatorias que ha incentivado el uso de baterías en el Reino Unido, fue la creación del *Enhanced Frequency Response* (EFR), que es un servicio de regulación de frecuencia que requiere una activación menor a 1 segundo. Esta medida surgió debido a la necesidad de responder a las variaciones de generación renovable, principalmente eólica [89].

Por otra parte, el reconocimiento de potencia de las baterías, se hace a través del factor de reducción (*De-rating factor*), el cual tiene un valor diferenciado dependiendo de la duración de las baterías. Por ejemplo, a una batería de 4 horas se le reconoce un 96 % de su capacidad, mientras que a una con duración menor a 1 hora se les reconocería sólo un 21 % [90].

Un proyecto que se distingue dentro de los BESS, es el BESS de Ion-Litio llamado *Kilroot Advancion Energy Storage Array*, que corresponde al ESS basado en baterías de mayor tamaño en UK con 10 MW y 5 MWh de capacidad. Se encuentra operativo desde el año 2015, principalmente entrega servicios de regulación de frecuencia y reservas [91].

3.3.4. Italia

Italia tiene más de 115 GW de capacidad instalada, donde un 53 % proviene de centrales termoeléctricas. El sistema es operado por TERN, el TSO (Transmission System Operator) de la región, quien está a cargo de supervisar el mercado de la energía, compuesto por un mercado del día anterior, un mercado en tiempo real y el mercado de servicios de despacho. Este último se encarga de manejar las reservas, resolver congestiones y mantener el balance en tiempo real [92].

El país cuenta con más de 7.000 MW instalados de centrales de bombeo hidráulico, adicionalmente, una planta solar CSP aporta con 4.7 MW, mientras que las baterías suman un total de 56 MW operacionales a la fecha.

En 2011 se habilitó a TERN para incluir el almacenamiento en el Plan de Desarrollo de la Transmisión y en 2012 se establecieron los requerimientos mínimos para estas conexiones. Al año siguiente, se aprobaron los proyectos piloto que hoy en día opera TERN, los cuales corresponden a BESS de Sodio-Sulfuro que principalmente realizan alivio de congestión en las líneas de transmisión[93].

Por otra parte, la gran mayoría de Sistemas de Almacenamiento por bombeo hidráulico instalados en el Italia fueron construidos en el siglo pasado, exceptuando a la central *Pont Ventoux-Susa*, que comenzó su operación en el año 2005. Este sistema tiene una capacidad de 158 MW, opera haciendo arbitraje de energía y ofrece potencia de suficiencia [44].

3.3.5. Alemania

En el proceso de transformación energética de Alemania, el país decidió cubrir su abastecimiento energético con energías renovables [94]. De la misma forma, busca una gestión eficiente de la energía, para aportar a la mitigación de los efectos del cambio climático. Se prevé que se necesitará un sistema eléctrico que pueda adaptarse con rapidez y flexibilidad a tales situaciones y una opción son los Sistemas de Almacenamiento [95].

El país cuenta con 36.800 km de líneas de transmisión y una capacidad instalada de casi 220 GW, de la cual un 22 % corresponde a energía solar y eólica [96]. El mercado eléctrico alemán es operado por cuatro TSO: E.ON, RWE, EnBW y Vattenfall, donde participan más de 2000 empresas, siendo el mercado con mayor cantidad de compañías en todo Europa.

En cuanto a la capacidad instalada de ESS, las centrales de bombeo suman más de 2.000 MW entre los distintos proyectos en operación, mientras que las otras tecnologías de almacenamiento rondan los 160 MW en total. Por otra parte, los Sistemas de Almacenamiento a nivel residencial alcanzan los 280 MW.

En relación a los incentivos directos para la instalación de ESS, el ministerio de asuntos económicos y energía, ofrece financiamiento a los sistemas de baterías instalados en conjunto a centrales fotovoltaicas que quieran conectarse a la red [90]. Además, el país cuenta con un programa que busca fomentar el uso de baterías para aumentar la penetración de energías renovables y la electromovilidad.

Dentro de este marco, entre los años 2012 y 2017, el gobierno alemán invirtió cerca de 200 millones de euros en subsidios que han beneficiado alrededor de 250 proyectos, que abarcan desde baterías a nivel domiciliario hasta centrales renovables que producen hidrógeno mediante hidrólisis [97]. En cuanto al programa para el desarrollo de baterías junto a centrales fotovoltaicas, hasta el año 2016, se había entregado un monto en torno a los 60 millones de euros en subsidios para casi 19.000 proyectos de este tipo.

Por otra parte, en cuanto a los proyectos de ESS a nivel del mercado mayorista, se tiene que uno de los proyectos más antiguos del país, es la central CAES en Huntorf, que fue la primera de su tipo en el mundo, entrando en operación en 1978 con 290 MW de capacidad [9]. En la figura 3.12 se aprecia la disposición de las cavernas y la planta de generación del CAES.

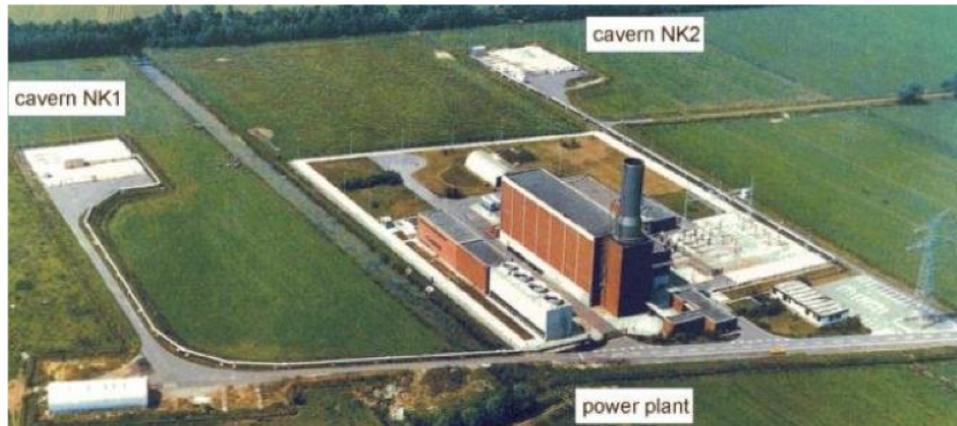


Figura 3.12: Planta de aire comprimido en Huntorf [98]

3.3.6. China

China tiene el sistema eléctrico de mayor tamaño en el mundo y es el mayor consumidor de energía, con un mercado casi totalmente controlado por el gobierno. En el año 2016 el consumo de energía alcanzaba los 5.219 TWh, lo que representa alrededor de un cuarto del consumo de energía mundial, con una producción de energía que depende en un 60 % de combustibles fósiles[99].

A fines del 2018 la capacidad instalada de almacenamiento en China eran 31.3 GW, lo que corresponde al 17.3 % del total mundial. Las centrales de bombeo corresponden a un 95.8 % de la capacidad total de Sistemas de Almacenamiento con más de 30 GW, les siguen los sistemas electroquímicos con cerca de 1000 MW, de los cuales un 70.7 % se atribuye a baterías de Ion-Litio [44].

Debido a las barreras idiomáticas y al difícil acceso a los documentos relacionados con la normativa del sector eléctrico en China, no se logra establecer cuáles son las medidas regulatorias que han acompañado el desarrollo de los ESS y permiten su incorporación al sistema eléctrico.

3.3.7. Japón

El mercado eléctrico en Japón se divide en 10 áreas geográficas, desde el año 2016 el mercado es totalmente liberalizado, dando la posibilidad a los consumidores de comprar energía a uno de los miles de suministradores que existen [100].

La matriz energética posee una capacidad instalada total de más de 290.000 MW, que se compone principalmente de centrales térmicas y nucleares, las que en su conjunto representan un 80 % de la generación eléctrica del país. Por otra parte, las centrales de bombeo son el Sistema de Almacenamiento con mayor capacidad instalada, superando los 28.000 MW, a diferencia de las tecnologías electroquímicas que sólo alcanzan los 300 MW instalados [101].

Respecto al desarrollo de la regulación en torno a los ESS, en el año 2012 el Ministerio de Economía, Comercio e Industria estableció un programa de subsidios, con un presupuesto total de 200 millones de dólares, que aporta desde uno hasta dos tercios del costo de inversión para BESS a nivel de distribución. Mientras que el Ministerio de Medioambiente, instauró un subsidio, con un presupuesto menor de sólo 1 millón de dólares, que cubre la mitad del costo de inversión para BESS que se instalen junto a centrales renovables [102]. Estas subvenciones se crearon con el objetivo de posicionar a Japón como un líder en el uso de BESS a nivel mundial.

En forma adicional al fomento económico, se han elaborado guías técnicas para la conexión de ESS y se continúa trabajando en modificaciones a los reglamentos para incluir a los Sistemas de Almacenamiento dentro de la regulación. Sin embargo, al igual que en el caso de China, no se tiene fácil acceso a los documentos del marco normativo, por lo que no es posible profundizar en este tema.

Finalmente, cabe destacar que Japón tiene algunos de los BESS basados en baterías de flujo de mayor capacidad en el mundo. El proyecto *Tomamae Wind Villa Power Plant* corresponde a un BESS de flujo instalado junto a la central eólica del mismo nombre. Entro en operación el año 2005 y es el segundo proyecto de mayor tamaño en el mundo, con una capacidad 4 MW y 6 MWh, sólo es superado por el proyecto *Faku Wind Power Farm* de 5 MW, instalado en China el año 2012 [44]. El BESS de *Tomamae* puede operar a potencia máxima por hasta 90 minutos y aporta principalmente con afirmamiento de potencia y reducción de rampas de la central eólica.

3.4. Análisis crítico de la revisión

En esta sección, se presenta un análisis crítico de la revisión sobre el marco normativo nacional, la participación de Sistemas de Almacenamiento en Chile y la experiencia internacional. En primer lugar, se observa que no existe un porcentaje significativo de ESS en el país, al igual que en los otros mercados estudiados.

Por otra parte, si bien, el marco normativo vigente incluye un desarrollo más extenso en cuanto a la participación, operación y remuneración de los ESS, aún se distinguen aspectos sin una regulación clara, como el pago por potencia y la participación de los ESS en el segmento de transmisión. El Reglamento de Servicios Complementarios es un notorio avance, sin embargo, atañe sólo a una de las aplicaciones de los ESS por lo que no es suficiente para abordar todas las aristas de estas tecnologías.

Además, como se mencionó anteriormente, pese a que se ha abierto el espacio para que los ESS participen de las licitaciones y subastas de SSCC, no se han diseñado nuevos servicios ni se han modificado los requerimientos técnicos de los servicios existentes, por lo que los ESS deberán competir con los generadores convencionales como iguales.

Lo expuesto en el párrafo anterior, se contraponen a lo observado en la revisión internacional, donde se puede notar que el reconocimiento de la rápida respuesta para el servicio de control de frecuencia que pueden ofrecer los BESS, ha sido uno de los principales propulsores de la instalación de baterías en los mercados de PJM y del Reino Unido. Por otra parte, diversas investigaciones coinciden en presentar la correcta remuneración del desempeño excepcional de los BESS en el control de frecuencia como una de sus recomendaciones para la incorporación de ESS en los sistemas eléctricos [11][10][41].

No obstante, cabe destacar que si se planteara replicar el servicio de respuesta rápida de frecuencia en Chile, en primer lugar, se debería determinar la necesidad de un servicio de estas características en el SEN. Dado que el mercado eléctrico chileno no opera bajo los mismos modelos que PJM o el Reino Unido, las necesidades de esos mercados podrían no ser requeridas en el contexto nacional.

Sobre el Reglamento para Centrales de Bombeo y el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, se observan algunas ambigüedades, por ejemplo, la doble metodología para el cálculo de costo variable de los ESS. Además, se identifican artículos que no son compatibles con lo expuesto en la LGSE, como el artículo 16° del reglamento para las centrales de bombeo, que expone una metodología para el cálculo de potencia de suficiencia, sin embargo, la LGSE no permite que los ESS participen de las transferencias de potencia, debido a que establece que, sólo los medios de generación pueden participar de este balance.

Con respecto a la revisión internacional, se observa que la mayor capacidad instalada de Sistemas de Almacenamiento alrededor del mundo se asocia a centrales de bombeo hidráulico, mientras que las otras tecnologías sólo representan un 8% del total de ESS a nivel mundial, respecto a los datos de los proyectos en operación en el año 2019.

Se advierte que, a pesar de que en los últimos años la capacidad instalada de Sistemas de Almacenamiento se ha duplicado o ha aumentado en algunos países, su aporte en los sistemas eléctricos sigue siendo poco representativo con respecto al total de capacidad instalada de generación. Por ejemplo, la capacidad de baterías en CAISO sólo representa un 0,2% del total del sistema.

De acuerdo a las medidas regulatorias que se han diseñado para incorporar los ESS en los sistemas eléctricos estudiados, se pueden identificar 4 tipos de políticas: metas u objetivos de capacidad instalada, adaptación del marco normativo existente, proyectos piloto y subsidios económicos. Se observa que los mercados analizados han elaborado sus normas en torno a una o varias de estas categorías.

Sin embargo, es posible notar que no existe consenso internacional sobre el tratamiento regulatorio que debe aplicarse a los ESS y tampoco sobre las aplicaciones que pueden ofrecer dentro de los sistemas eléctricos, por lo que cada mercado ha ido desarrollando políticas y proyectos de acuerdo a sus propias necesidades. Otros trabajos [11] [103], han mencionado la falta de estandarización respecto a la regulación y al proceso de conexión de los ESS, como una barrera que debe ser eliminada para incentivar el uso de Sistemas de Almacenamiento.

Sobre la experiencia en Estados Unidos, se puede afirmar que es el país que presenta mayores avances en la discusión regulatoria de los ESS, y por ende, ha tenido un mayor desarrollo en cuanto a la instalación de nuevos proyectos. De los cuatro mercados presentados, se observa que se rigen por las órdenes de la FERC, sin embargo, CAISO y PJM han profundizado con mayor detalle en políticas a nivel local y tienen una capacidad instalada de almacenamiento significativamente mayor a ERCOT y MISO. En consecuencia, se ahondará en la experiencias de CAISO y PJM, para distinguir medidas que sean aplicables al contexto chileno.

En base a las medidas regulatorias que se han aplicado en CAISO, se deduce que, la meta de capacidad instalada impulsada por la CPUC, es la acción que ha tenido un mayor impacto en el aumento de proyectos instalados en el sistema. Tal como se aprecia en la figura 3.6 presentada en la sección 3.3.1.1, la capacidad instalada de ESS en CAISO en el año 2016, no superaba los 100 MW, mientras que en 2018, sólo por los requerimientos de la *Assembly Bill 2514* se agregaron 821 MW.

En este sentido, otras investigaciones han propuesto metas de capacidad instalada de ESS, señalando que estas medidas permitirían incentivar la instalación de Sistemas de Almacenamiento en localizaciones estratégicas [104]. De la misma forma, se indica que alinear las metas de participación de energías renovables, con metas de capacidad instalada de ESS ayudaría a resolver problemas asociados al aumento de ERV en los sistemas eléctricos.

En forma adicional, CAISO aporta con una discusión avanzada en cuanto a la incorporación de ESS como activos de transmisión. Se observa que las preocupaciones de los agentes reguladores de ese mercado son similares a las que presentan los actores del mercado eléctrico chileno. Se busca asegurar que el ESS no reciba dobles pagos, los que podrían ocurrir si se perciben ingresos por la tarifa de transmisión y, en forma simultánea, ingresos derivados de la operación del activo.

Por otra parte, la experiencia en PJM, indica que el servicio de regulación rápida de frecuencia, junto al reconocimiento del desempeño de los recursos que ejecuten el servicio, pueden llegar a ser un incentivo eficiente para aumentar la participación de ESS en el mercado. Sin embargo, de acuerdo a los efectos adversos que se mencionan en la sección 3.3.1.2, se deduce que los sistemas eléctricos necesitan una capacidad determinada de recursos que presten dicho servicio, de acuerdo a las necesidades propias de cada sistema. En consecuencia, un servicio como el *Reg-D* puede ser un incentivo temporal para la incorporación de ESS, pero no puede establecerse como una medida que mantenga un desarrollo de estas tecnologías sostenido en el tiempo.

En cuanto al mercado australiano, se identifica como uno de gran interés debido al extenso proyecto de baterías que opera desde el año 2017, además de las reformas normativas que se encuentran en proceso de discusión para mejorar el tratamiento regulatorio de los ESS. Además, la experiencia en la operación del proyecto HPR es un claro ejemplo de cómo un ESS puede prestar múltiples servicios al sistema.

El Reino Unido por su parte, a pesar de no tener una gran capacidad de Sistemas de Almacenamiento en operación, impulsó una propuesta interesante, que tuvo repercusiones positivas en la participación de baterías en la regulación de frecuencia. Además, paulatinamente se han incorporado los ESS en los reglamentos existentes para permitir la competencia de estas tecnologías con el resto de los participantes del mercado.

En relación a la experiencia en Alemania, se observa que se ha decidido incentivar el uso de ESS desde los consumidores o como apoyo a centrales renovables a través de subsidios. Mientras que por otra parte, Italia prefirió desarrollar proyectos piloto que permitan investigar y experimentar con las tecnologías antes de masificar su uso.

De este modo, se identifica que en el mercado eléctrico de Alemania el marco normativo ha tenido sus principales avances en la incorporación de ESS en el segmento de distribución. Por otro lado, Italia continúa estudiando las tecnologías de almacenamiento, sin tener suficiente experiencia con proyectos operativos, por lo que no se profundizará mayormente en el análisis de ambos países.

Al mismo tiempo, China y Japón, son mercados con una gran cantidad de clientes y una alta capacidad instalada, con características que no se asemejan al mercado chileno. Además, no se cuenta con la suficiente información disponible para conocer en detalle cómo se ha planteado el uso de Sistemas de Almacenamiento en estos países. Debido a esto, dichos mercados no serán considerados como guías para la discusión de propuestas para Chile.

Desde una perspectiva más general, del análisis de los mercados internacionales se desprende que, el principal propulsor de la incorporación de Sistemas de Almacenamiento ha sido la creación de servicios de control de frecuencia que requieren características técnicas propias de los BESS. La correcta remuneración del desempeño excepcional que presentan los BESS para esas aplicaciones ha impulsado el desarrollo de la mayoría de los proyectos operacionales en la actualidad.

En cuanto a las características de los mercados, cabe destacar que la resolución temporal para el cálculo de precios observada es del orden de los minutos. Esto permite reflejar de mejor manera, en los precios de la energía, las fluctuaciones que ocurren en la operación real. Una alta resolución es especialmente beneficiosa para los ESS, que justamente obtienen sus ganancias al comprar energía a un valor y posteriormente, venderla a otro precio.

En Chile, a la fecha de publicación de este trabajo, se utiliza una resolución temporal horaria para el cálculo del precio de la energía, esto implica que todas las variaciones ocurridas en una hora son absorbidas por el valor promedio de la hora, lo que impide que las fluctuaciones intrahorarias sean aprovechadas por un Sistema de Almacenamiento.

En síntesis, se observa que en los mercados analizados, los ESS han podido ofertar su energía para hacer arbitraje, sin embargo, no hay consenso sobre quién o qué entidad debe determinar el programa de las inyecciones y retiros. Por otra parte, el mercado de capacidad se muestra atractivo para los Sistemas de Almacenamiento, sin embargo, la mayoría de los mercados no tiene una metodología clara para reconocer y remunerar los aportes de potencia de estas tecnologías al sistema. Mientras que, las aplicaciones en el segmento de transmisión, continúan en discusión y se han desarrollado en un nivel mucho menor que las otras.

Finalmente, a modo de resumen, en la tabla 3.2 se muestra el porcentaje que representan los ESS sin considerar las centrales de bombeo con respecto a la capacidad instalada total del sistema (entre paréntesis debajo del porcentaje), el tipo de mercado bajo el cual se rigen las transacciones, la resolución temporal con la que se determinan los precios de la energía y las principales medidas regulatorias que han incentivado el uso de Sistemas de Almacenamiento para CAISO, PJM, Australia y Reino Unido.

Mercado	Participación ESS (sin PHS)	Tipo de mercado	Resolución de precios	Principales medidas regulatorias
CAISO	0.29% (60 GW)	Liberalizado con contratos financieros	5 min	<ul style="list-style-type: none"> • Órdenes FERC • AB 2514: Metas de capacidad instalada de ESS. • SATA: discusión sobre uso de ESS en transmisión.
PJM	0.2% (165 GW)	Liberalizado con contratos financieros	5 min	<ul style="list-style-type: none"> • Órdenes FERC • Orden FERC 755: pago por desempeño en regulación de frecuencia.
Australia	0.36% (47 GW)	Liberalizado con contratos financieros	30 min	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir prestación de servicios de regulación de frecuencia por parte de ESS. • Nueva categoría para registro de ESS.
Reino Unido	0.02% (106 GW)	Liberalizado con contratos físicos	30 min	<ul style="list-style-type: none"> • EFR: pago por desempeño en regulación de frecuencia. • Actualización del diseño e implementación del mercado de capacidad.

Tabla 3.2: Resumen de las características y principales medidas regulatorias de los mercados estudiados.

Capítulo 4

Propuestas regulatorias

En el presente capítulo, se presentan los lineamientos identificados en el análisis de la revisión internacional expuesto en el capítulo anterior. A partir de estas directrices, se definen propuestas regulatorias que serán sometidas a un análisis cualitativos y cuantitativo en los casos en que sea factible.

Posteriormente, se describen los casos de estudio en los cuales serán evaluadas las propuestas regulatorias susceptibles a un análisis cuantitativo. Finalmente, se exponen las propuestas regulatorias a analizar, junto a una discusión de los posibles beneficios que tendría su aplicación en el SEN.

4.1. Directrices para elaborar propuestas

Considerando el análisis crítico del Capítulo 3, es posible reconocer lineamientos que guiarán la selección de las propuestas que serán estudiadas en detalle más adelante. Las directrices identificadas se presentan en los párrafos siguientes.

- **Generación:**

- **Metas de capacidad instalada y subsidios:**

Según la experiencia en CAISO, establecer metas de capacidad instalada de ESS puede llegar a ser una medida apropiada para incentivar a los inversionistas a desarrollar proyectos de este tipo. Como se mencionó en la sección 3.4, en CAISO se instalaron más de 800 MW de ESS en menos de 3 años gracias a la meta establecida por la CPUC. Por otra parte, Alemania y Japón han establecido subsidios para proyectos que incorporen ESS a nivel de distribución o junto a centrales ERV. En el caso de Alemania, los subsidios han permitido la instalación más de 1.500 proyectos.

- **Resolución temporal para cálculo de precios:**

Tal como se observa en los mercados de Estados Unidos, Australia y Reino Unido, la resolución para el despacho de unidades y el cálculo de precios, es del orden de los minutos, alcanzando hasta 5 minutos en algunos casos. Esto permite que se reflejen de mejor manera las diferencias de precio durante el día, permitiendo que los Sistemas de Almacenamiento perciban más oportunidades para hacer arbitraje de energía.

Como se explica en la sección 3.3.1, Estados Unidos decidió aumentar la resolución temporal que utilizaba para las transacciones económicas, debido a que no se daban señales correctas para la operación eficiente de las unidades generadoras. Australia por su parte, también ha decidido aumentar su resolución por motivos similares.

- **Programación de la operación:**

Como se aprecia en la regulación del PJM, la operación de las centrales de bombeo quedan sujeta al despacho del ISO, sin embargo, las otras tecnologías de ESS, deben ofertar su energía de acuerdo a su propio pronóstico, tal como ocurre en otros mercados como el MISO. Se observa que existen dos aproximaciones para determinar la operación de los Sistemas de Almacenamiento, instrucción directa por parte del operador del sistema u ofertas por parte de los propietarios de acuerdo a sus pronósticos.

- **Pago por potencia:**

En los sistemas de Estados Unidos, el mercado de potencia exige una duración mínima de 4 horas para participar de las transacciones de potencia, lo que permite que los ESS, y en particular las baterías, tengan un mejor reconocimiento de su aporte a la suficiencia del sistema.

Por otra parte, el actual Reglamento de Potencia en Chile, no incluye a los Sistemas de Almacenamiento en sus metodologías para calcular el pago por potencia de estas tecnologías. Como se observa en la experiencia internacional, los ESS pueden aportar a la suficiencia del sistema tanto si operan de forma independiente como si se instalan junto a una central ERV, por lo tanto, deben ser remunerados por tal servicio.

De la misma forma, en las estadísticas entregadas por el Departamento de Energía de Estados Unidos [44], se aprecia que cerca de un 20 % de los ESS desarrollados en los últimos años se ha instalado junto a centrales ERV, por lo que el marco normativo tendría que modificarse para incluir esta configuración.

- **Transmisión:**

- **Evitar dobles pagos en la remuneración:**

Uno de los principales desafíos identificados al momento de incluir Sistemas de Almacenamiento como activos de transmisión, corresponde al dilema sobre la prestación de otros servicios en forma simultánea, como SSCC o arbitraje de energía. Así mismo, se debe clarificar la compatibilidad de las distintas aplicaciones.

En cuanto a la remuneración del activo, la discusión que se sostiene en CAISO indica que se debe clarificar el esquema mediante el cual será remunerado el ESS y especificar cómo se tratarán los ingresos extras que se perciban por la operación del activo, evitando en todo momento que los clientes deban pagar dos veces un mismo servicio. CAISO propone 3 esquemas de remuneración que impiden que se produzcan dobles pagos, los que se explican en la figura 3.7 presentada en la sección 3.3.1.1.

4.2. Casos de estudio

Una vez definidas las directrices que permiten seleccionar las propuestas regulatorias que serán analizadas en profundidad, se plantean casos de estudio que permitan someter a un análisis cuantitativo a aquellas propuestas que sean factibles de modelar en los plazos establecidos para el desarrollo de esta memoria.

En esta sección, se describen los casos de estudio mencionados en el párrafo anterior, con los que se busca representar días típicos en el comportamiento del precio de la energía en zonas geográficas representativas de la red.

En primer lugar, se seleccionan 3 barras características del SEN, la barra Crucero que refleja el comportamiento del ex-SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y reúne una zona con alta presencia de centrales fotovoltaicas, la barra Quillota ubicada en una zona de alta demanda en el centro del ex-SIC (Sistema Interconectado Central), y finalmente la barra Charrúa en el centro sur del ex-SIC, un sector con numerosas centrales hidráulicas y existencia de generación eólica.

Para la representación de la operación real del sistema, se consideran los costos marginales horarios reales en las 3 barras seleccionadas, disponibles en la información pública de la página web del Coordinador [40]. Se utiliza la información disponible para el año 2018, donde se identifica un día representativo que refleja la fluctuación típica del costo marginal en cualquier día del año.

Por otra parte, se utiliza una proyección del costo marginal para el año 2030, la que considera la salida de más de 1000 MW de centrales a carbón para el año 2025 e inversiones principalmente en centrales eólicas y solares en la expansión del parque generador. En este caso, también se busca un día representativo del año proyectado.

La elección de días típicos, tanto para el año 2018 como para el 2030, se realiza mediante el algoritmo *K-Means*, que permite agrupar los datos en un conjunto representativo que comparte características similares [105]. El centroide de cada grupo corresponde a un valor equidistante a cada objeto del grupo, se selecciona como día tipo de un grupo el día real más cercano al centroide respectivo.

A modo de ejemplo, en la figura 4.1 se muestra el perfil del costo marginal en la barra Crucero para del día tipo identificado en cada año. Los días tipo para las barras de Quillota y Charrúa presentan perfiles similares al observado en la figura 4.1, sin embargo, la diferencia entre el valor mínimo y el valor máximo alcanzado en el día, es menor a la percibida en Crucero.

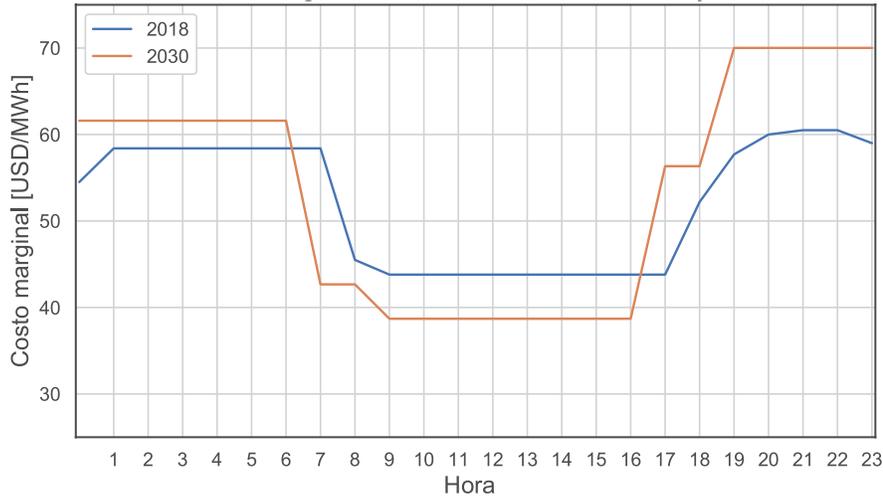


Figura 4.1: Costo marginal en barra Crucero para día tipo en 2018 y 2030.

En cuanto al Sistema de Almacenamiento a utilizar en cada caso, se decide emplear un ESS genérico con 3 tamaños distintos y 2 niveles de eficiencia diferentes que permitan abarcar los rangos de operación de las tecnologías baterías de Ion-Litio, baterías de flujo, CAES y PHS. Las configuraciones seleccionadas son las siguientes:

- **Tamaños:**

- 8 horas: 20 MW / 160 MWh
- 5 horas: 20 MW / 100 MWh
- 4 horas: 20 MW / 80 MWh

- **Eficiencias (*Round Trip Efficiency*):**

- Eficiencia baja: 68 %
- Eficiencia alta: 90 %

Las configuraciones de 4 y 5 horas con eficiencia del 90 % se asemejan a las características de las baterías de Ion-Litio, mientras que tamaños similares pero con una eficiencia menor representan a las baterías de flujo. El ESS de 8 horas con alta eficiencia se asimila a las características de una central de bombeo hidráulico, mientras que al disminuir la eficiencia, se acerca a los parámetros de un CAES o ACAES.

Se busca analizar propuestas regulatorias para un Sistema de Almacenamiento independiente (*Stand Alone*) y para un ESS instalado en conjunto a una central renovable, donde se estudia el caso de una central solar fotovoltaica con capacidad de almacenamiento *PV+ESS* y el caso de una central eólica con capacidad de almacenamiento *Eólica+ESS*, dado que los recursos renovables se comportan de forma distinta de acuerdo a su naturaleza.

Para el análisis de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento *ERV+ESS*, se requiere el perfil de generación eólica y el perfil generación solar en las zonas donde se ubican las barras de interés. Estos perfiles se obtienen a través del Explorador Eólico y del Explorador Solar, ambas plataformas diseñadas por la Universidad de Chile.

En la figura 4.2, se muestra el perfil de generación solar y el perfil de generación eólica para un día representativo en la barra Crucero, considerando centrales genéricas con potencia máxima de 60 MW. En la figura mencionada, se puede apreciar la variabilidad característica de las centrales renovables, que se expresa mediante la variación en la potencia máxima con la que puede operar la central de acuerdo a la disponibilidad del recurso renovable.

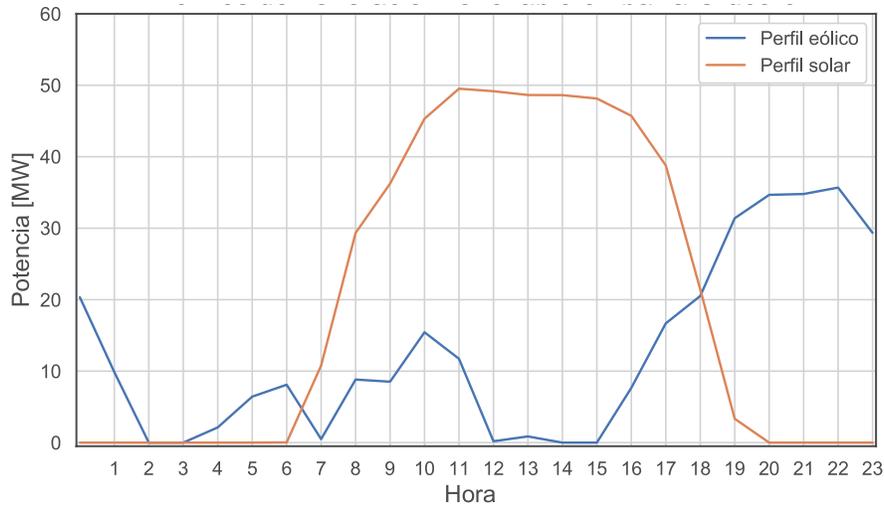


Figura 4.2: Perfil de generación solar y eólica en barra Crucero.

Finalmente, los casos de estudio se construyen considerando la combinación del año, la barra, el tamaño y la eficiencia del ESS, tal como se ilustra en la figura 4.3, donde se observa que para cada año i , en cada barra j y para cada modo de conexión del ESS, se evalúan todos los tamaños del ESS con ambos valores de eficiencia seleccionados.

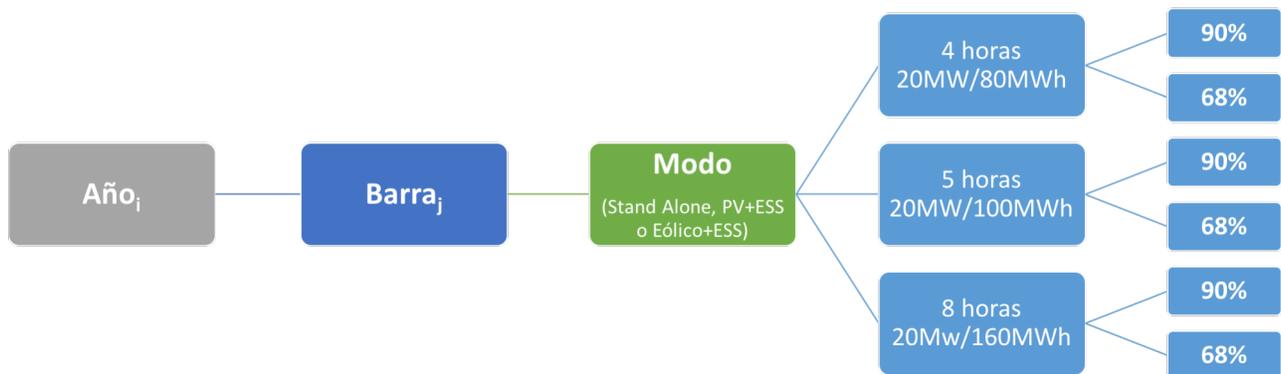


Figura 4.3: Esquema de organización de casos de estudio.

Para determinar la operación óptima del Sistema de Almacenamiento en cada uno de los casos presentados, se buscará maximizar los ingresos de energía en un día, lo que debería coincidir con la solución óptima del Coordinador al minimizar los costos de operación del sistema. Debido a que, en condiciones normales, el ESS debería retirar energía cuando el precio de la energía sea bajo, lo que generalmente ocurre en las horas de menor demanda, e inyectar energía cuando el precio sea elevado, lo que usualmente se observa en las horas de alta demanda.

De esta forma, se reducen los costos totales de operación del sistema y al mismo tiempo, se maximizan los ingresos del Sistema de Almacenamiento. La función objetivo para el modo *Stand Alone* y para el modo *ERV+ESS*, con sus respectivas restricciones se presentan a continuación.

■ Parámetros

- CMg_t : Costo marginal en el instante t .
- P_{max} : Potencia máxima del ESS.
- E_{max} : Energía máxima del ESS.
- γ : Pérdidas por autodescarga.
- η_c : Eficiencia de carga del ESS.
- η_g : Eficiencia de descarga del ESS.

■ Variables

- Pg_t : Potencia generada por el ESS en el instante t .
- Pc_t : Potencia cargada por el ESS en el instante t .
- $Perv_t$: Potencia generada por la central renovable en el instante t .
- E_t : Energía almacenada en el instante t .
- E_{ini} : Energía inicial del ESS.

■ **Función objetivo para modo *Stand Alone***

$$Máx : \sum_{t=1}^{24} Pg_t \cdot CMg_t - Pc_t \cdot CMg_t \quad (4.1)$$

$$0 \leq Pg_t, Pc_t \leq P_{max}$$

$$0 \leq E_t \leq E_{max}$$

$$E_{24} = E_{ini}$$

$$E_t = \gamma \cdot E_{t-1} + Pc_t \cdot \eta_c - \frac{Pg_t}{\eta_g}$$

■ **Función objetivo para modo *ERV+ESS***

$$Máx : \sum_{t=1}^{24} Pg_t \cdot CMg_t + (Peol_t - Pc_t) \cdot CMg_t \quad (4.2)$$

$$0 \leq Pg_t, Pc_t \leq P_{max}$$

$$Pc_t \leq Perv_t$$

$$0 \leq E_t \leq E_{max}$$

$$E_{24} = E_{ini}$$

$$E_t = \gamma \cdot E_{t-1} + Pc_t \cdot \eta_c - \frac{Pg_t}{\eta_g}$$

Para efectos de este trabajo, el porcentaje de autodescarga diaria de los ESS modelados se considerará nulo, tal como se presenta en los parámetros técnicos expuestos en la bibliografía [9]. De la misma forma, en el caso en que se optimiza el ESS en conjunto a una central renovable, se considera que la eficiencia de carga es cercana a un 100% debido a que la carga se hace directamente en corriente continua sin pasar a través de un inversor.

En cuanto a las restricciones asociadas a la optimización del modo *ERV+ESS*, se establece que la potencia de carga del Sistema de Almacenamiento en un instante determinado, no puede exceder la potencia de la central renovable en el mismo instante. Esto implica que, el ESS sólo puede cargarse con energía proveniente de la central renovable y no puede hacer retiros de energía desde la red, tal como se indica en el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN descrito en la sección 3.2.2.

4.3. Propuestas para aplicaciones en generación

4.3.1. Metas de capacidad instalada

De acuerdo a lo observado en CAISO, se propone establecer metas de capacidad instalada para Sistemas de Almacenamiento que se encuentren en línea con las metas establecidas para las incorporación de energías renovables.

Se ha demostrado que los ESS son un excelente aliado para los sistemas de potencia con alta participación de energías renovables [7] [8], por lo que tiene sentido determinar un porcentaje mínimo de capacidad instalada en Sistemas de Almacenamiento que permita suavizar la variabilidad e incertidumbre que incorporan las ERV.

De todas formas, el mercado debe facilitar el cumplimiento de las metas planteadas, estableciendo un marco normativo robusto, dando espacio a la participación de los ESS en los distintos servicios del sistema y remunerando correctamente los atributos excepcionales que presentan estas tecnologías.

4.3.2. Resolución temporal de precios

De la revisión internacional, se rescata que la resolución temporal de 1 hora con la que se determina el precio de la energía en Chile, es más baja que los 5 o 30 minutos utilizados en los mercados internacionales investigados. Debido a esto, no se logran reflejar todas las fluctuaciones que se producen en los costos reales del sistema en intervalos menores a 1 hora.

La determinación del precio de la energía en el mercado nacional se realiza cada hora, tomando el promedio ponderado de los costos variables de las centrales que se encontraban marginando dentro de 1 hora. Sin embargo, la experiencia internacional muestra que en la actualidad se utilizan valores en intervalos de 5 minutos o media hora como máximo.

Se propone entonces, aumentar la resolución temporal del cálculo de precios por lo menos a media hora e idealmente a 5 minutos, con el objetivo de reflejar de mejor manera el costo real en el que incurre el sistema, para cada instante de la operación. Los Sistemas de Almacenamiento se verían altamente beneficiados de este aumento en la resolución ya que se apreciaría una mayor cantidad de puntas y valles en el perfil de los costos durante el día.

En este contexto, se debe considerar que, para aumentar la resolución del cálculo de precios, no basta sólo con modificar el intervalo en el que se promedian los costos variables de las centrales marginales. Es necesario que el despacho económico se efectúe con la misma precisión, para lo que se requiere que toda la modelación del SEN se ajuste a esta nueva granularidad.

Para cuantificar los efectos de la propuesta planteada, se evalúa en uno de los casos de estudio para ejemplificar cómo cambiaría la operación de un ESS y sus ingresos por arbitraje al aumentar la resolución temporal de 1 hora a 5 minutos.

Debido a que no se cuenta con los datos necesarios para estimar el costo marginal con una resolución menor a 1 hora en el SEN, se hará uso de los costos marginales reales para un día

cualquiera en PJM, disponibles en su página de información pública [106]. La figura 4.4 muestra las diferencias entre los costos marginales reales con resolución de 5 minutos y el costo marginal horario calculado como el promedio de cada intervalo dentro de 1 hora.

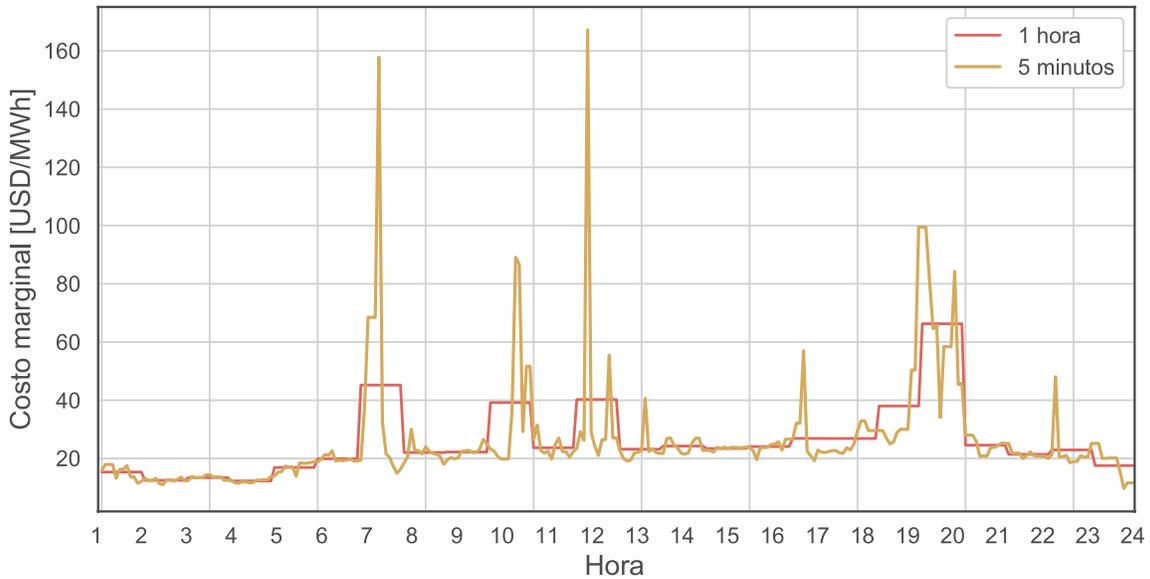


Figura 4.4: Comparación del costo marginal con distinta resolución en el mercado PJM.

En las figuras 4.5 y 4.6, se presentan los resultados obtenidos para la operación de un Sistema de Almacenamiento de 4 horas, con una eficiencia del 90% (semejante a una batería de Ion-Litio) en un día con un perfil de costos marginales como los presentados en la figura 4.4.

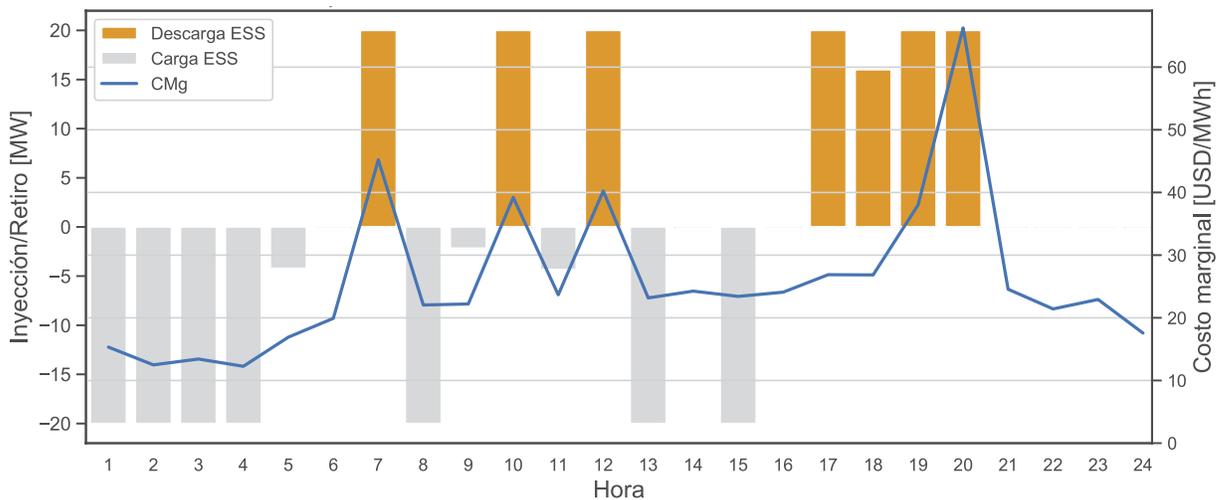


Figura 4.5: Operación del ESS en un mercado con resolución horaria.

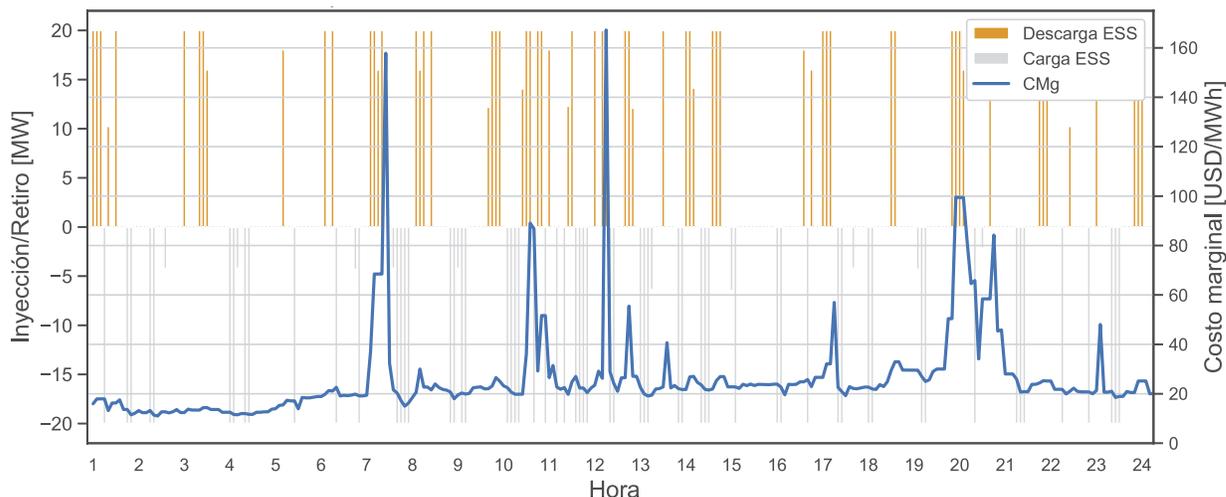


Figura 4.6: Operación del ESS en un mercado con resolución de 5 minutos.

A simple vista, se observa que al aumentar la resolución de precios, el Sistema de Almacenamiento percibe muchas más oportunidades para hacer arbitraje de energía, lo que genera mayores ingresos por esta aplicación. En la tabla 4.1 se puede ver que al aumentar los intervalos en los que se determina el precio de la energía de 1 hora a 5 minutos se podrían obtener incluso 8 veces más ingresos por el concepto de arbitraje de energía.

Resolución	Ingresos por arbitraje [MUSD]
1 hora	1,05
5 min	8,84

Tabla 4.1: Ingresos anuales por arbitraje con distintas resoluciones temporales en PJM.

Los resultados obtenidos permiten ejemplificar, a grandes rasgos, cómo un aumento en la resolución de precios podría significar un escenario de inversión más atractivo para los dueños de ESS. Sin embargo, se debe considerar que un alto ciclaje en la operación diaria de un ESS implica una degradación mucho más rápida de los equipos, y además, se debe tener en cuenta que los costos marginales ex post incorporan variaciones producto de contingencias, las cuales no son predecibles. Debido a esto, es probable que la operación real óptima del ESS no sea exactamente igual a la que se observa en la figura 4.6.

4.3.3. Arbitraje de energía

Con el objetivo de incentivar la participación de los Sistemas de Almacenamiento en el segmento de generación, se determina que para las características del mercado chileno, la mejor alternativa es que el programa de inyecciones y retiros de los ESS quede sujeto a las instrucciones del Coordinador.

De acuerdo a los principios de operación indicados en la LGSE, el operador tiene la obligación de buscar la operación más económica y segura del sistema, por lo que, bajo condiciones normales de operación, se debería utilizar el Sistema de Almacenamiento para almacenar energía en las horas de costos bajos e inyectarla al sistema en las horas de mayor demanda, logrando reducir los costos totales del sistema.

Lo anterior, se alinea con los intereses del dueño del ESS, quien buscaría comprar energía a bajos costos para inyectarla en horas de costos más elevados y obtener ingresos de esa diferencia. Las horas de costo marginal elevado justamente son las horas de mayor demanda del sistema, por lo que la operación óptima debería ser análoga a la estimada por el CEN.

Se observa también, que la propuesta actual sobre el programa de retiros e inyecciones presentada en el Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica y en el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN, es ineficiente desde el punto de vista logístico. Se requiere una serie de procesos para la coordinación, donde uno de ellos es el pronóstico del CEN, el cual (la mayoría del tiempo) debería ser la alternativa óptima para todos los interesados, siempre y cuando se cumplan los principios básicos de operación expuestos en la LGSE.

Con el objetivo de cuantificar los ingresos por arbitraje de energía, que se obtendrían al implementar un despacho centralizado para los ESS, se analiza esta propuesta en los casos de estudio descritos en la sección 4.2 de este capítulo. De este modo, los ingresos diarios por arbitraje de energía se determinan de acuerdo lo presentado en la ecuación 4.3.

$$IngE = \sum_{t=1}^{24} Pg_t \cdot CMg_t - Pc_t \cdot CMg_t \quad (4.3)$$

En primer lugar, se evalúa la operación para el modo *Stand Alone*, donde se busca maximizar los ingresos de energía del Sistema de Almacenamiento operando de forma individual. En la figura 4.7, se presentan los resultados obtenidos para un ESS de 5 horas y eficiencia del 90 % en la barra Crucero en los años 2018 y 2030.

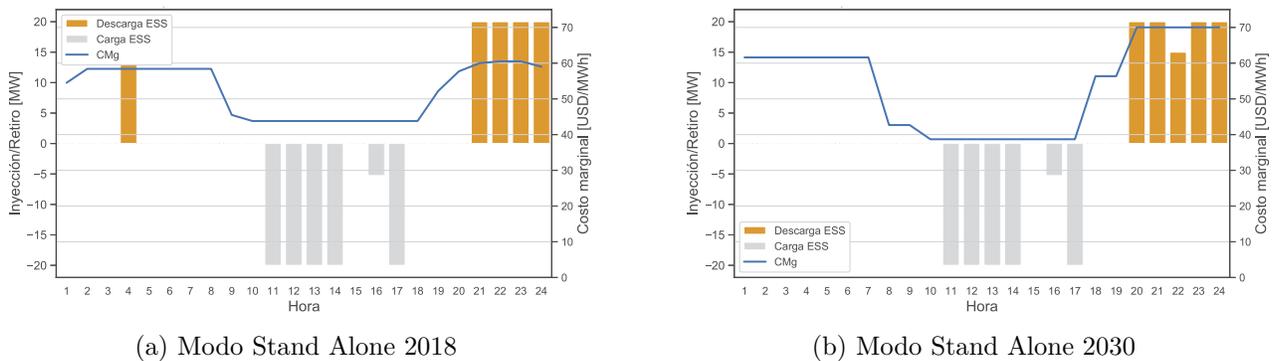


Figura 4.7: Operación de ESS de 5 horas y 90 % de eficiencia en barra Crucero.

Los ingresos anuales por arbitraje de energía se determinan asumiendo que todos los días del año se comportan como el día tipo presentado en la figura 4.7. En la tabla 4.2 se aprecian los ingresos anuales recibidos por arbitraje para todos los tamaños de ESS descritos en los casos de estudio.

Ingresos arbitraje [kUSD/año]						
Año	4 horas		5 horas		8 horas	
	20MW/80MWh	90 %	20MW/100MWh	90 %	20MW/160MWh	90 %
	68 %	90 %	68 %	90 %	68 %	90 %
2018	0,00	319,59	0,00	388,90	0,00	594,20
2030	335,51	752,80	419,38	940,99	525,53	1333,62

Tabla 4.2: Ingresos arbitraje *Stand Alone* barra Crucero.

En ambos gráficos expuestos en la figura 4.7, es posible distinguir que el Sistema de Almacenamiento maximiza sus ingresos haciendo retiros de energía en las horas de costo marginal más bajo e inyectando esa energía nuevamente cuando se presentan costos marginales elevados. El mismo esquema de operación se repite para los otros tamaños de ESS que no son presentados en la imagen. De la misma forma, la simulaciones realizadas para las barras Quillota y Charrúa, muestran resultados consistentes con los aquí presentados.

De acuerdo a los resultados que se muestran en la tabla 4.2, es posible afirmar que en el año 2030 se obtendrían ingresos mayores al doble de los alcanzados en 2018, debido a que, como se observa en la figura 4.1, el costo marginal proyectado tiene una mayor diferencia entre su valor máximo y mínimo en relación a los valores del año 2018.

Por otra parte, los ESS con baja eficiencia perciben ingresos significativamente inferiores a los ingresos que reciben los ESS con alta eficiencia, puesto que se debe aumentar la cantidad de retiros para lograr un mismo nivel de inyección. Adicionalmente, se destaca que, para el año 2018, el ESS con eficiencia baja no realiza arbitraje, dado que no existe una diferencia de precios que justifique la aplicación.

Continuando con los casos de estudio, se exponen los resultados obtenidos al operar un Sistema de Almacenamiento en conjunto a centrales renovables. El primer caso corresponde al tipo *PV+ESS*, en la figura 4.8 se grafica la operación para el caso del ESS de 5 horas y 90 % de eficiencia.

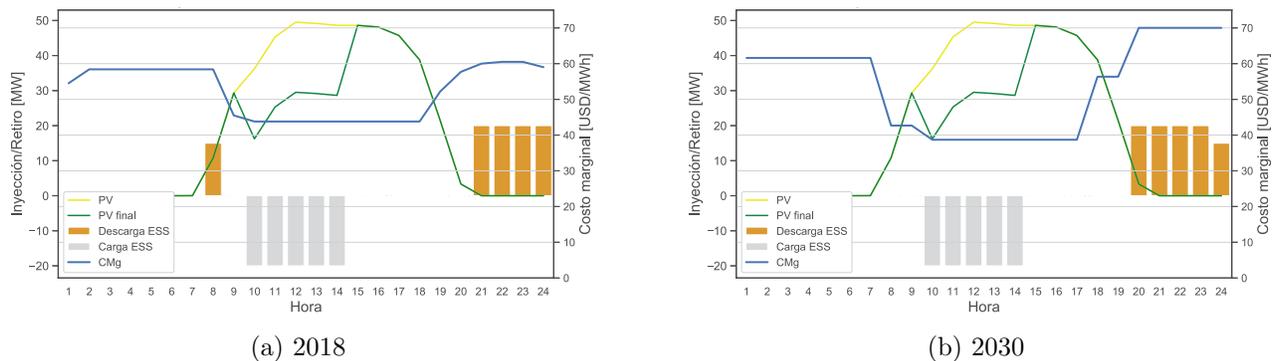


Figura 4.8: Operación de *PV+ESS* de 5 horas y 90 % de eficiencia en barra Crucero.

Los ingresos anuales para este caso, se determinan de acuerdo a los ingresos extras que percibe la central renovable al incorporar un ESS. Es decir, el beneficio de agregar un ESS se valoriza como

la diferencia entre las utilidades de la central $ERV+ESS$ y de la central ERV en solitario. En la tabla 4.3, se muestran los ingresos por arbitraje de energía para todo un año de operación.

Ingresos arbitraje [kUSD/año]						
Año	4 horas		5 horas		8 horas	
	20MW/80MWh	20MW/100MWh	20MW/100MWh	20MW/160MWh	20MW/160MWh	20MW/160MWh
	68 %	90 %	68 %	90 %	68 %	90 %
2018	180,16	386,90	217,25	473,04	319,56	728,83
2030	566,94	812,27	708,67	1015,33	1033,10	1464,78

Tabla 4.3: Ingresos arbitraje $PV+ESS$ barra Crucero.

El último caso de estudio por analizar, corresponde al caso del Sistema de Almacenamiento asociado a una central eólica. En la figura 4.9, se exponen los gráficos de la operación del ESS junto a la central eólica para ambos años estudiados.

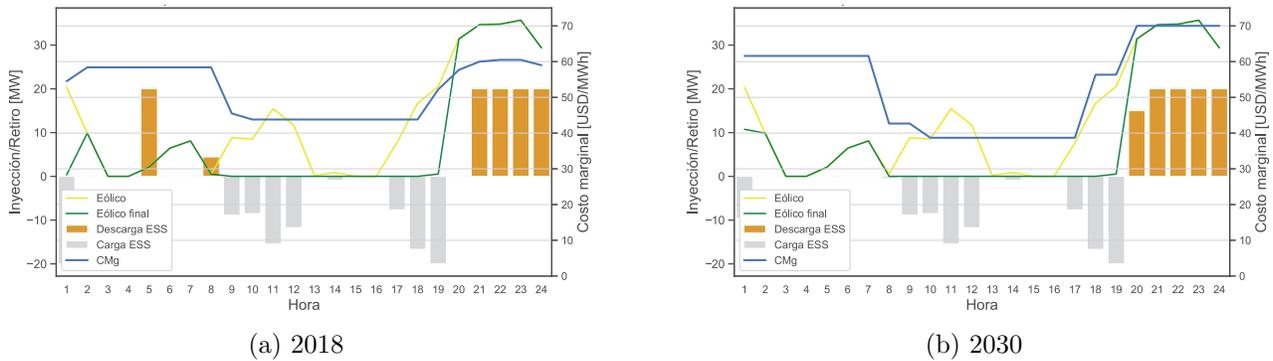


Figura 4.9: Operación de $Eólico+ESS$ de 5 horas y 90% de eficiencia en barra Crucero.

Por otra parte, en la tabla 4.4 se muestran los ingresos por arbitraje de energía recibidos a lo largo de un año, los que se determinan de forma análoga al modo $PV+ESS$.

Ingresos arbitraje [kUSD/año]						
Año	4 horas		5 horas		8 horas	
	20MW/80MWh	20MW/100MWh	20MW/100MWh	20MW/160MWh	20MW/160MWh	20MW/160MWh
	68 %	90 %	68 %	90 %	68 %	90 %
2018	154,96	357,69	154,96	370,44	154,96	370,44
2030	384,26	629,59	391,00	685,47	391,00	694,91

Tabla 4.4: Ingresos arbitraje $Eólico+ESS$ barra Crucero.

Finalmente, en los resultados obtenidos para los casos $ERV+ESS$, se observa que, los ingresos para el modo $PV+ESS$, alcanzan valores mayores al doble de los percibidos en el modo $Eólico+ESS$. Esto se explica considerando que la generación fotovoltaica coincide con las horas de costos marginales más bajos, permitiendo almacenar gran parte de la energía producida a bajo costo. Mientras que, para el caso de la central eólica, se tiene una cantidad menor de energía disponible para ser almacenada en las horas de bajos costos.

4.3.4. Potencia de suficiencia

En el reglamento de transferencias de potencia [38], es posible observar que no existe una metodología para el reconocimiento del aporte de potencia de los ESS a la suficiencia del sistema. Mercados como PJM y CAISO han desarrollado mecanismos de reconocimiento de potencia para los ESS, influenciados por la orden FERC 841 que indica que se deben adecuar todos los mercados existentes para permitir la correcta participación de los Sistemas de Almacenamiento.

Sin embargo, es difícil replicar los mecanismos implementados en los mercados de Estados Unidos en el mercado nacional, debido a que el aporte de cada central a la potencia de suficiencia del SEN, es un cálculo que se hace de forma conjunta para todas las centrales del sistema, por lo tanto, en caso de agregar una metodología completamente diferente, que reconozca, por ejemplo, la capacidad flexible de las unidades, ésta debería ser aplicable a todas las centrales del SEN.

Debido a lo anterior, se propone agregar una metodología para el cálculo de Potencia Inicial que permita a los ESS participar en el cálculo de la prorrata actual de potencia de suficiencia. De todas formas no se descarta que en un futuro, el sistema eléctrico podría modificar completamente el esquema de pagos por potencia, reconociendo los atributos de las nuevas tecnologías que se han incorporado a la matriz.

En este contexto, se analizan 3 metodologías distintas para determinar la potencia de suficiencia de un Sistema de Almacenamiento en modo *Stand Alone*.

- **Metodología A:** Corresponde a la metodología expuesta en el documento borrador de modificaciones al reglamento de transferencias de potencia que fue elaborado el año 2017 [107]. Este documento pasó el proceso de consulta ciudadana, por lo tanto, la metodología presentada fue analizada por todos los actores relevantes del mercado, sin embargo, el documento no ha ingresado a Contraloría, por lo que continúa en vigencia el reglamento original.

Dentro de las modificaciones que se proponen en el documento borrador, se establece que la potencia inicial de un Sistema de Almacenamiento corresponderá a la ponderación de la potencia máxima declarada para el ESS por el menor factor de disponibilidad (FD) durante los último 5 años. El factor se determina en base a la cantidad de horas que se podría inyectar energía a potencia máxima y se calcula mediante el uso de información estadística tal como se presenta la ecuación 4.4:

$$FD = \frac{\sum_{n=1}^{H_A} n_i}{H_A} \quad (4.4)$$

$$n_i = \min\left(\frac{h_i}{5}, 1\right) \quad (4.5)$$

h_i : Cantidad de horas en que el Sistema de Almacenamiento hubiese podido inyectar energía a potencia máxima de acuerdo al nivel de carga informado para la hora i .

H_A : Horas totales del año correspondiente. Para el primer año de operación del Sistema de Almacenamiento, este valor se contará a partir de su fecha de entrada en operación.

- **Metodología B:** Consiste en una metodología análoga a la anterior, utilizando el factor de disponibilidad tal como se presenta en la ecuación 4.4, pero reduciendo las horas que se exigen de inyección de energía a potencia máxima de 5 a 4 horas.

Esta propuesta se justifica en la experiencia internacional, de acuerdo a lo observado en el mercado de capacidad del Reino Unido, las baterías desde 4 horas de capacidad en adelante son reconocidas con el 100 % de su potencia. Por otra parte, en PJM se sostiene una discusión en cuanto a disminuir a 4 horas el requerimiento que se exige a los BESS para participar en el mercado de potencia.

La propuesta mencionada anteriormente, implicaría modificar la ecuación 4.5 como se presenta a continuación.

$$n_i = \min\left(\frac{h_i}{4}, 1\right) \quad (4.6)$$

- **Metodología C:** Para la tercera metodología, se propone calcular la potencia inicial del ESS de acuerdo a su participación en las horas de demanda punta del sistema.

Con esta propuesta, se busca beneficiar a los Sistemas de Almacenamiento que retiran energía en las horas valle de demanda e inyectan en las horas de punta, ayudando a disminuir los *peaks* de demanda.

La metodología se basa en el cálculo de potencia inicial de las centrales renovables, disponible en el reglamento de transferencias de potencia. Para este tipo de centrales generadoras, la potencia inicial se calcula como el producto entre la potencia máxima declarada y el menor valor entre: el mínimo factor de planta y el mínimo factor de coincidencia (FC) con las horas de demanda punta de los últimos 5 años. El factor de planta indica la relación entre la potencia inyectada y la potencia máxima de la central, por otro lado, el factor de coincidencia refleja la participación en el abastecimiento de la demanda en las horas de punta.

Con el fin de determinar el FC, para cada una de las horas de demanda de punta en un año, se asocia un 0 si la central renovable no estaba inyectando energía en ese momento, y un 1 en caso contrario. De esta manera, el factor de coincidencia se calcula como el promedio anual de los valores binarios que indican las coincidencias entre la generación de la central y la demanda de punta del sistema.

La propuesta metodológica para los Sistemas de Almacenamiento, consiste en determinar la potencia inicial de estos recursos, como el producto entre la potencia máxima del ESS y el menor factor de coincidencia con las horas de demanda de punta durante los últimos 5 años.

Por otra parte, para los casos en que los ESS operan junto a una central renovable, se analizan 2 metodologías para determinar la potencia inicial de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento. Estas metodologías se basan en lo expuesto en el borrador de modificaciones al reglamento de potencia presentado anteriormente.

- **Metodología D:** Corresponde a la metodología expuesta en el documento borrador de modificaciones al reglamento de transferencias de potencia que fue elaborado el año 2017 [107]. En este documento, se propone calcular la potencia inicial de forma análoga a como se hace para las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación. En este caso, la potencia inicial corresponde al mínimo valor entre la potencia máxima y la potencia inicial de regulación.

Para estos efectos, se entenderá que una central posee capacidad de regulación intradiaria si la capacidad máxima de acumulación, más la energía afluente promedio anual para el escenario más desfavorable, es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima.

En caso de que, para contar con capacidad de regulación intradiaria al momento del cálculo, una unidad requiera una potencia menor a su Potencia Máxima, la que será reducida a la menor potencia antes mencionada.

Posteriormente, se debe calcular una Energía de Regulación individual para todas las centrales con capacidad de regulación, que se obtiene como el mínimo valor entre: la energía máxima anual que puede ser generada por ésta y la energía afluente promedio anual de la central para la condición más desfavorable que establezca la norma.

Luego, se deberá comprobar que la Energía de Regulación de cada unidad generadora es suficiente para colocar en la curva de duración de la demanda, la Potencia Máxima de la unidad. En caso que, de la colocación de la Energía de Regulación, se obtenga una potencia menor a la Potencia Máxima, la Potencia Máxima será reducida a la menor de las potencia mencionada. Esta comprobación se realizará por separado para cada una de las unidades generadoras hidroeléctricas con capacidad de regulación.

Para las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, se propone incluirlas dentro del proceso de cálculo de la energía de regulación descrito, para establecer su potencia inicial de acuerdo a la energía de regulación que resulte de esta estimación.

Se puede notar que, tal como en la Metodología A, presentada para el modo *Stand Alone*, nuevamente se incorpora el requerimiento de tener capacidad suficiente para operar a potencia máxima por al menos 5 horas. De acuerdo a lo expresado en el reglamento, no se observa una justificación técnica para esta obligación, que fue diseñada en un escenario muy diferente para la composición del parque generador, el cual a la fecha de publicación de dicho reglamento se constituía principalmente de centrales térmicas e hidroeléctricas.

Como se ha mencionado anteriormente, en la experiencia internacional se ha detectado la necesidad de un requerimiento de a lo más 4 horas, por lo tanto, no se explica que el documento borrador que justamente propone modificaciones al reglamento de potencia, mantenga la exigencia en 5 horas.

- **Metodología E:** Tal como se hizo previamente con las metodologías propuestas para el modo *Stand Alone*, la segunda metodología es análoga a la primera modificando solamente el requerimiento de horas de operación consecutiva a potencia máxima de 5 a 4 horas para ser reconocida como central con capacidad de regulación intradiaria.

Para determinar cuál de las metodologías propuestas ofrece un mejor escenario desde el punto de vista de un inversionista, se estima el pago por potencia de suficiencia que recibiría el ESS, considerando los resultados de la operación centralizada del ESS presentada en la sección anterior.

Los ingresos anuales por potencia de suficiencia, se determinan valorizando la potencia de suficiencia al precio de nudo de la barra correspondiente, como se muestra en la ecuación 4.7. Así mismo, la tabla 4.5 muestra los valores de precio de nudo considerados para efectos de estos análisis.

$$IngP = P_{suf} * P_{nudo} * 12 \quad (4.7)$$

Barra	2018	2030
Crucero	8,53	7,855
Quillota	8,57	8,17
Charrua	7,955	7,71

Tabla 4.5: Precio de nudo [USD-kW-mes].

En primer lugar, se presentan los resultados obtenidos para el modo *Stand Alone*. La tabla 4.6 muestra la potencia inicial para un ESS de 5 horas y eficiencia del 90 %, bajo la aplicación de las metodologías A, B y C descritas anteriormente. Para los otros casos de estudio, los resultados son consistentes con el caso particular aquí expuesto.

Año	Metodología	Potencia inicial [MW]
2018	A	7,05
	B	8,19
	C	13,08
2030	A	8,198
	B	9,404
	C	17,69

Tabla 4.6: Potencia inicial en MW para las metodologías propuestas.

Durante el año 2018, las horas de demanda de punta fueron diferentes para el subsistema SING y para el subsistema SIC, sin embargo desde el segundo semestre del año 2019 con la puesta en servicio del último tramo de la interconexión SIC-SING, se unificaron los sistemas obteniendo un sólo gran sistema que tiene las mismas horas de control para la demanda de punta.

Teniendo en cuenta esto último, se determinaron los ingresos por potencia de suficiencia, por lo que para el año 2030 se consideran como horas de demanda de punta las horas identificadas para el sistema unificado el segundo semestre de 2019.

La tabla 4.7 muestra los ingresos anuales percibidos por el concepto de potencia de suficiencia para las metodologías propuestas. En esta tabla, se puede observar que, para la mayoría de los casos, la Metodología C que corresponde a la determinación del factor de coincidencia con las horas de demanda de punta, es la metodología que mediante la cual los ESS pueden obtener mayores ingresos por su aporte a la suficiencia del sistema.

Ingresos potencia de suficiencia [kUSD/año]							
Año	Metodología	4 horas		5 horas		8 horas	
		20MW/80MWh 68 %	90 %	20MW/100MWh 68 %	90 %	20MW/160MWh 68 %	90 %
2018	A	0,00	385,12	0,00	518,56	0,00	853,72
	B	0,00	481,40	0,00	594,83	0,00	940,75
	C	0,00	1080,09	0,00	1119,01	0,00	1119,01
2030	A	305,88	320,57	379,99	394,33	502,52	689,07
	B	382,36	400,72	438,09	457,41	554,13	756,10
	C	730,57	730,57	730,57	730,57	730,57	730,57

Tabla 4.7: Ingresos potencia de suficiencia modo *Stand Alone* barra Crucero.

En relación a los Sistemas de Almacenamiento instalados junto a centrales renovables, en primer lugar, se presentan los resultados para el caso *PV+ESS*. El cálculo de la potencia inicial mediante la estimación de la energía de regulación sistémica, entrega el mismo valor para los distintos tamaños de ESS. Este resultado se presenta en la tabla 4.8, donde se aprecia que ambas metodologías propuestas permiten reconocer la potencia máxima del ESS como potencia inicial para la central renovable con capacidad de almacenamiento

Año	Metodología	Potencia inicial [MW]
2018	D	20
	E	20
2030	D	20
	E	20

Tabla 4.8: Potencia inicial central *PV+ESS* para los distintos tamaños de ESS.

En forma adicional a las 2 metodologías propuestas para el caso de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, se calculan los ingresos que se recibirían con la metodología descrita en el reglamento de transferencias de potencia vigente, que no incluye este tipo de centrales y sólo reconoce la potencia de la central renovable.

Tal como se hizo para el cálculo de ingresos de arbitraje para los modos *ERV+ESS*, se determinan los ingresos por potencia de suficiencia como el ingreso de extra que se recibe al incorporar el Sistema de Almacenamiento. De esta forma, en la tabla 4.9 se presentan los ingresos anuales por potencia de suficiencia, donde “**DS 62**” corresponde a la metodología que sólo reconoce la capacidad de la central renovable mediante lo indicado en el reglamento de transferencias de potencia.

En relación a los resultados que se presentan en la tabla ??, se observa que los ingresos no varían entre las metodologías propuestas, si no que quedan condicionados al tamaño del ESS y al precio nudo correspondiente. De este análisis, se infiere que aplicar la Metodología E, que considera una reducción a 4 horas del requerimiento de horas de operación consecutiva a potencia máxima, implicaría un beneficio para ESS de menor tamaño, sin perjudicar a otros recursos.

Ingresos potencia de suficiencia [kUSD/año]							
Año	Metodología	4 horas		5 horas		8 horas	
		20MW/80MWh 68 %	90 %	20MW/100MWh 68 %	90 %	20MW/160MWh 68 %	90 %
2018	DS 62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	D	317,59	317,59	570,59	570,59	570,59	570,59
	E	570,59	570,59	570,59	570,59	570,59	570,59
2030	DS 62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	D	280,52	280,52	503,99	503,99	503,99	503,99
	E	503,99	503,99	503,99	503,99	503,99	503,99

Tabla 4.9: Ingresos potencia de suficiencia *PV+ESS* barra Crucero.

En segundo lugar, se expone el caso del Sistema de Almacenamiento asociado a una central eólica. En la tabla 4.10 se presentan los resultados de la potencia inicial calculada a través de la energía de regulación sistémica. Tal como en el caso junto a la central solar, estas metodologías permiten reconocer un 100 % de la potencia máxima del ESS. Nuevamente, la potencia inicial obtenida es la misma para los distintos tamaños y eficiencias del ESS.

Año	Metodología	Potencia inicial [MW]
2018	D	20
	E	20
2030	D	20
	E	20

Tabla 4.10: Potencia inicial para ambas metodologías propuestas.

Los ingresos percibidos por el concepto de potencia de suficiencia se exhiben en la tabla 4.11, donde los valores negativos obtenidos para la metodología “DS 62” reflejan que, al incorporar el Sistema de Almacenamiento, la potencia de suficiencia que se reconoce a la central renovable con capacidad de almacenamiento es menor a la que se asignaba a la central renovable por si sola.

De esta manera, se puede afirmar que los resultados de la tabla 4.11, son consistentes con lo observado en el caso *PV+ESS*, donde nuevamente se aprecia que la Metodología E es la que ofrece los mayores ingresos para todos los casos de estudio.

Ingresos potencia de suficiencia [kUSD/año]							
Año	Metodología	4 horas		5 horas		8 horas	
		20MW/80MWh 68 %	90 %	20MW/100MWh 68 %	90 %	20MW/160MWh 68 %	90 %
2018	DS 62	-185,14	-264,77	-185,14	-291,05	-185,14	-291,05
	D	212,71	212,71	466,89	466,89	466,89	466,89
	E	466,89	466,89	466,89	466,89	466,89	466,89
2030	DS 62	-186,22	-186,22	-210,46	-232,78	-210,46	-245,03
	D	187,01	187,01	410,48	410,48	410,48	410,48
	E	410,48	410,48	410,48	410,48	410,48	410,48

Tabla 4.11: Ingresos potencia de suficiencia *Eólico+ESS* barra Crucero.

4.3.5. Síntesis y discusión

En esta sección, se discuten en mayor profundidad los resultados obtenidos para las propuestas relacionadas al arbitraje de energía y a la potencia de suficiencia. Adicionalmente, se incluye una síntesis de las 4 propuestas regulatorias analizadas para el segmento de generación.

Con el objetivo de establecer si el arbitraje de energía, junto al reconocimiento de potencia de suficiencia, constituyen un escenario de negocio rentable para los ESS, se determinan los ingresos totales percibidos anualmente, que corresponden a la suma de los ingresos por arbitraje más los ingresos por potencia de suficiencia.

En primer lugar, la tabla 4.12 muestra los ingresos totales percibidos anualmente para la operación en modo *Stand Alone*. Donde se observa que el escenario en el que se obtienen mayores ingresos a nivel global, corresponde al escenario proyectado para el año 2030 junto a la metodología C. No obstante, el ESS de 8 horas con eficiencia de 90 %, presenta mejores ingresos totales en el marco la aplicación de la metodología B en el año 2030.

Ingresos totales [MUSD/año]							
Año	Metodología	4 horas		5 horas		8 horas	
		20MW/80MWh 68 %	90 %	20MW/100MWh 68 %	90 %	20MW/160MWh 68 %	90 %
2018	A	0,00	0,70	0,00	0,91	0,00	1,45
	B	0,00	0,80	0,00	0,98	0,00	1,53
	C	0,00	1,40	0,00	1,51	0,00	1,71
2030	A	0,64	1,07	0,80	1,34	1,03	2,02
	B	0,72	1,15	0,86	1,40	1,08	2,09
	C	1,07	1,48	1,15	1,67	1,26	2,06

Tabla 4.12: Ingresos totales modo *Stand Alone* en barra Crucero.

A partir de los valores expuestos en las tablas 4.7 y 4.12, se establece que la regulación debería determinar la potencia inicial de los Sistemas de Almacenamiento en *Stand Alone* mediante el factor de coincidencia, con el fin de remunerar su participación en la disminución de los peaks de demanda.

En segundo lugar, la tabla 4.13 muestra los ingresos totales correspondientes al caso del Sistema de Almacenamiento junto a la central fotovoltaica. En los resultados, se puede notar que ambas metodologías propuestas, constituyen un escenario de mayores ingresos anuales con respecto a la Metodología DS 62 que continúa vigente.

		Ingresos totales [MUSD/año]					
Año	Metodología	4 horas		5 horas		8 horas	
		20MW/80MWh 68 %	90 %	20MW/100MWh 68 %	90 %	20MW/160MWh 68 %	90 %
2018	DS 62	0,18	0,39	0,22	0,47	0,32	0,73
	D	0,50	0,70	0,79	1,04	0,89	1,30
	E	0,75	0,96	0,79	1,04	0,89	1,30
2030	DS 62	0,57	0,81	0,71	1,02	1,03	1,46
	D	0,85	1,09	1,21	1,52	1,54	1,97
	E	1,07	1,32	1,21	1,52	1,54	1,97

Tabla 4.13: Ingresos totales caso *PV+ESS* en barra Crucero.

Por último, en la tabla 4.14 se presentan los ingresos totales que se perciben en el caso *Eólico+ESS*, donde los resultados obtenidos son similares a los del caso anterior. Sin embargo, cabe destacar que los montos negativos que se observan en los casos de baja eficiencia, para el escenario del año 2018 bajo la aplicación de la Metodología DS 62, indican que la central eólica disminuye sus utilidades al incorporar el ESS, lo que deja en evidencia que la regulación vigente no incentiva el uso de Sistemas de Almacenamiento.

		Ingresos totales [MUSD/año]					
Año	Metodología	4 horas		5 horas		8 horas	
		20MW/80MWh 68 %	90 %	20MW/100MWh 68 %	90 %	20MW/160MWh 68 %	90 %
2018	DS 62	-0,03	0,09	-0,03	0,08	-0,03	0,08
	D	0,37	0,57	0,62	0,84	0,62	0,84
	E	0,62	0,82	0,62	0,84	0,62	0,84
2030	DS 62	0,20	0,44	0,18	0,45	0,18	0,45
	D	0,57	0,82	0,80	1,10	0,80	1,11
	E	0,79	1,04	0,80	1,10	0,80	1,11

Tabla 4.14: Ingresos totales *Eólico+ESS* barra Crucero.

En cuanto a los casos *PV+ESS* y *Eólico+ESS*, se observa que disminuir las horas de exigencia de generación a potencia máxima de 5 a 4 horas, se traduce en un aumento de ingresos para todos los casos estudiados. Por lo tanto, en esta línea, las modificaciones al reglamento de potencia que se sugieren, corresponden a disminuir a 4 las horas de exigencia de generación a potencia máxima para todas las unidades con capacidad de regulación e incorporar a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento al cálculo de energía de regulación sistémica.

Por otra parte, para determinar si los ingresos totales anuales presentados en las tablas 4.12, 4.13 y 4.14, son suficientes para cubrir la inversión necesaria asociada a instalar un ESS, se comparan dichos ingresos, con los costos de inversión de las distintas tecnologías de almacenamiento seleccionadas en la sección 2.3.

Para establecer el pago anual asociado a la inversión del ESS, se considera una vida útil de 20 años para las tecnologías del tipo BESS y una vida útil de 50 años para los CAES y los PHS [9], mientras que la tasa de descuento se considera equivalente a 7%. Las tablas 4.15 y 4.16 presentan el monto total a pagar cada año para cubrir los costos de inversión.

De este modo, los ingresos para los ESS de 4 y 5 horas se comparan con los costos de inversión de los BESS de Ion-Litio y los BESS de flujo, mientras que los ingresos percibidos por el ESS de 8 horas se contrastan con los costos de las tecnologías CAES y PHS.

Pago anual de la inversión [MUSD]			
Tipo	Año	4 horas 20MW/80MWh	5 horas 20MW/100MWh
Ion Litio	2018	3,54	4,24
	2030	2,12	2,51
Flujo	2018	6,48	7,88
	2030	2,90	3,48

Tabla 4.15: Valor del pago anual por la inversión en BESS.

Pago anual de la inversión [MUSD]		
Tipo	Año	8 horas 20MW/160MWh
CAES	2018	2,42
	2030	2,42
PHS	2018	3,82
	2030	3,82

Tabla 4.16: Valor del pago anual por la inversión en CAES y PHS.

Al comparar los costos de inversión con los ingresos totales, es posible notar que los ingresos que se perciben anualmente en cada caso, no son suficientes para pagar el costo de inversión que implica cada configuración. El mejor escenario corresponde al ESS de 8 horas en modo *PV+ESS*, donde en el año 2030 se percibe un ingreso anual de 1,97 MUSD frente a un pago de 2,42 MUSD, dejando un saldo negativo de 450.000 USD que no se alcanzan a cubrir con los ingresos por arbitraje y el pago por potencia.

En base a lo anterior, se establece que si bien, a priori, las propuestas regulatorias presentadas no logran generar los ingresos anuales suficientes para pagar la inversión con los costos actuales para cada tecnología, se observa que hacia el año 2030 la disminución de costo acorta la brecha entre costo e ingresos, por lo que se podría obtener un proyecto factible si se incluyen otras fuentes de ingresos como la participación en los Servicios Complementarios, o subsidios relacionados al cumplimiento de metas de capacidad instalada.

Otro factor que puede ser un punto de quiebre para hacer rentables las inversiones en almacenamiento, es la propuesta del aumento de la resolución del cálculo de costo marginal. Como se observa en la tabla 4.1, los ingresos por arbitraje de energía aumentan considerablemente al aumentar la resolución, por lo que se prevé que los ingresos por arbitraje en el escenario de precios determinados en intervalos del orden de los minutos, junto a los ingresos por potencia de suficiencia serían suficientes para compensar los costos de inversión.

Para llevar a cabo las propuestas presentadas, se requieren modificaciones al marco regulatorio que involucran cambios a la LGSE y al reglamento de transferencias de potencia. En términos generales, se requiere incluir una definición general de los Sistemas de Almacenamiento y las centrales renovables con capacidad de almacenamiento en todos los reglamentos y normas técnicas que corresponda.

De la misma forma, se deben modificar todos los artículos y procedimientos que se encuentren detallados sólo para “unidades generadoras”, incorporando “unidades generadoras y Sistemas de Almacenamiento”. A modo de resumen, la tabla 4.17, desglosa los artículos principales que deben ser modificados y/o agregados para incorporar los cambios sugeridos.

Documento	Sección	Texto original	Modificación
LGSE	art. 149	... las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a la que se refiere el artículo 72-1 serán valorizadas al precio de nudo de la potencia...	...empresas que poseen medios de generación o Sistemas de Almacenamiento operados en sincronismo...
DS 62°	art. 1	...y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, "Demanda de Punta"), que se asignen a cada generador.	...y los compromisos de demanda de punta existentes (en adelante, "Demanda de Punta"), que se asignen a cada generador o dueño de un Sistema de Almacenamiento.
DS 62°	Título IV Capítulo 1	-	Incorporar metodología para cálculo de potencia inicial de Sistemas de Almacenamiento considerando factor de coincidencia con horas de punta.
DS 62°	Título IV Capítulo 1	-	Incorporar metodología para cálculo de potencia inicial de centrales renovables con capacidad de almacenamiento considerando su aporte a la energía de regulación sistémica.
DS 62°	art. 41	... es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima.	... es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 4 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su Potencia Máxima.

Tabla 4.17: Principales modificaciones regulatorias propuestas para el segmento de generación.

4.4. Propuestas para aplicaciones en transmisión

En la revisión internacional, se observa que la regulación de los diferentes mercados ha sido especialmente cuidadosa respecto a la incorporación de Sistemas de Almacenamiento como activos de transmisión. Los principales riesgos que se pretenden evitar son la pérdida de independencia del operador centralizado y la doble remuneración de un mismo servicio.

Para el mercado eléctrico chileno, se propone incorporar a las tecnologías de almacenamiento como una alternativa competitiva en los planes de expansión de la transmisión. Es decir, se sugiere permitir que tanto el Coordinador, como la CNE y las empresas interesadas puedan presentar proyectos que incorporen ESS como obras nuevas o de ampliación.

La decisión final sobre la ejecución del proyecto queda sujeta a la revisión caso a caso por parte de la CNE, tal como se hace actualmente con todos los proyectos que se incorporan en los planes de expansión.

Para evitar el riesgo de recibir dobles pagos, se propone utilizar una de las metodologías de remuneración que se encuentran en discusión actualmente en el mercado del CAISO. Debido a las características reglamentarias del sistema de transmisión en Chile, se propone utilizar, en una primera instancia, la metodología de la propuesta 1 descrita en la figura 3.7.

La propuesta seleccionada implica remunerar el costo total del activo de transmisión a través de los ingresos regulados, que en el caso chileno corresponden al VATT, abonando al sistema todos los ingresos extras que se perciban por la operación propia del Sistema de Almacenamiento. Este formato de remuneración permite que los clientes no deban pagar la totalidad de los costos ya que un porcentaje se obtiene de los ingresos por la operación del ESS.

Por otra parte, se propone incorporar los beneficios o perjuicios ambientales a la evaluación económica que se hace para cada proyecto que es presentado en los planes de expansión. Como se ha mencionado anteriormente, una de las ventajas de los Sistemas de Almacenamiento es que, en su mayoría, son tecnologías libres de emisiones y de bajo impacto medioambiental, a diferencia de las líneas de transmisión por ejemplo, que requieren un uso extensivo de suelo para las franjas de seguridad.

Para establecer una regulación robusta que permita a los Sistemas de Almacenamiento formar parte del sistema de transmisión, se deben hacer modificaciones a la LGSE y al reglamento de planificación de la transmisión. La tabla 4.18 muestra algunos de los cambios que serían necesarios.

Documento	Sección	Texto original	Modificación
LGSE	art. 89	...Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.	...Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas, subestaciones o Sistemas de Almacenamiento que no existen y son dispuestos para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.
LGSE	art. 87	-	Agregar a las consideraciones para la planificación de la transmisión: Minimización de impactos medioambientales.
LGSE	art. 114	-	Indicar que los ingresos extras que reciba el almacenamiento se abonarán al cargo único.

Tabla 4.18: Principales modificaciones regulatorias propuestas para el segmento de transmisión.

La experiencia nacional muestra que los proyectos de ESS que han intentado incorporarse como activos de transmisión no han tenido éxito. La principal justificación que se ha presentado para rechazar las propuestas, se asocia a una falta de marco regulatorio que establezca los modos de operación del ESS y su forma de remuneración.

Finalmente, de lo anterior se desprende que, debido a las características particulares del segmento de la transmisión, se requieren definiciones claras que indiquen cómo se abordarán los potenciales riesgos de incorporar un elemento que puede comprar y vender energía dentro de un segmento destinado al transporte y no a la gestión de la misma.

Capítulo 5

Conclusiones

En este capítulo, se exponen las conclusiones para cada uno de los objetivos planteados inicialmente. De forma adicional, se incluyen trabajos futuros que pueden abordar temáticas que quedaron fuera de los alcances de esta memoria.

5.1. Conclusiones

El objetivo general de la memoria buscaba analizar propuestas regulatorias que fomentasen la incorporación de Sistemas de Almacenamiento en Chile. Al respecto, se concluye que las propuestas analizadas logran mejorar los ingresos económicos percibidos por los dueños de los ESS, pero no generan un negocio rentables por si solas, de lo que se desprende que, para que existan incentivos reales a invertir, se deben implementar diversas medidas, logrando que se remuneren todos los atributos de estas tecnologías.

Sobre la comparación entre las diversas tecnologías de almacenamiento, es posible concluir que existe una serie de tecnologías en desarrollo, como los supercapacitores, que en el contexto nacional aun no tienen un mercado para sus aplicaciones. Por otra parte, se infiere que los BESS de Ion-Litio, los BESS de flujo, los CAES y las centrales PHS son los ESS con mayores ventajas para ser utilizados en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo a sus características técnicas, las aplicaciones que pueden ofrecer y su nivel de desarrollo alrededor del mundo.

Respecto a las distintas aplicaciones que tienen los Sistemas de Almacenamiento, se observa que una amplia gama se asocia los Servicios Complementarios y al segmento de generación, mientras que las aplicaciones para el segmento de transmisión son acotadas. Debido a que en Chile el marco normativo ya incluye a los ESS en el reglamento de Servicios Complementarios, se concluye que el desarrollo de nuevos reglamentos y normas debe enfocarse en las aplicaciones de los segmentos de generación y transmisión.

De la revisión internacional, se concluye que no hay consenso a nivel mundial sobre cómo deben ser tratados los Sistemas de Almacenamiento en el marco regulatorio. En relación a las medidas implementadas en los distintos mercados estudiados, se distinguen políticas relacionadas con subsidios, metas de capacidad instalada, desarrollo de proyectos piloto y adaptación de las normas existentes. Por otra parte, en cuanto a la capacidad instalada, se concluye que, si bien, ha habido un aumento sostenido en los últimos años, aún no se observa una participación significativa en la capacidad total de los mercados analizados.

En cuanto a las principales medidas regulatorias identificadas, es posible concluir que la principal tendencia en la normativa internacional, corresponde a un pago por desempeño para la respuesta rápida de frecuencia. En forma adicional, se distinguen otras medidas con buenos resultados, como las metas de capacidad instalada de ESS en CAISO y el fomento a la participación de los BESS en el mercado de capacidad del Reino Unido. Por otra parte, sobre la experiencia con los ESS en la transmisión, se concluye que es un tema que requiere una regulación robusta y aún se encuentra en etapa de discusión a nivel mundial.

En relación a los casos de estudio, se propusieron casos que incluían distintos perfiles de costo marginal de la energía, tres tamaños diferentes de ESS y dos valores de eficiencia. Se puede concluir que los casos de estudio diseñados lograron el objetivo de reflejar distintos escenarios en el SEN. Además, las diversas configuraciones de tamaño y eficiencia del ESS, permitieron representar las tecnologías de almacenamiento de interés.

Para las propuestas del segmento de generación aplicables a Chile, se concluye que aumentar la resolución temporal del cálculo de precios en el SEN es una medida que permite a los ESS percibir mayores oportunidades para hacer arbitraje de energía. Por otra parte, se puede concluir que la rentabilidad del arbitraje de energía depende fuertemente de las diferencias entre los valores máximos y mínimos del costo marginal, así como también de la eficiencia del ESS.

Sobre las metodologías propuestas para el cálculo de la potencia inicial, se concluye que el factor de coincidencia con las horas de demanda de punta es la mejor alternativa para el modo *Stand Alone*, ya que el ESS justamente inyecta en la horas de punta donde los costos son más altos. Para el modo *ERV+ESS* se observa que la potencia inicial es igual a la potencia máxima en todos los casos por lo que se infiere que una central renovable puede mejorar sus ingresos por potencia de suficiencia incorporando un Sistema de Almacenamiento, lo que corresponde a una de las aplicaciones que se intentaba incentivar.

De los resultados obtenidos con las simulaciones en los casos de estudio, se desprende que los ingresos por arbitraje y potencia de suficiencia no son suficientes para justificar la inversión de un ESS. Sin embargo, si esas propuestas se desarrollan en conjunto al aumento en la resolución temporal del cálculo de precios y buenos lineamientos que establezcan metas de capacidad instalada, se presume que la operación podría llegar a ser rentable para los costos de inversión proyectados hacia el año 2030.

Por otra parte, para las propuestas en el segmento de transmisión, se infiere que la principal limitante para la aplicación de los ESS en la transmisión es el riesgo que se percibe ante una posible doble remuneración del activo. Debido a esto, se requiere una regulación robusta que indique como se abordarán todos los posibles riesgos identificados.

Finalmente, desde una perspectiva general, se concluye que la regulación puede ser un detonante o una barrera para la incorporación de nuevas tecnologías al sistema eléctrico. Es fundamental dar señales regulatorias claras que guíen a los inversionistas hacia el desarrollo eficiente y sostenible de la matriz eléctrica.

5.2. Trabajo futuro

En primer lugar, se propone como trabajo futuro, modelar la operación del SEN con despachos económicos con una resolución intrahoraria, idealmente de 5 minutos. Con este análisis, se podrían estudiar los potenciales incentivos que se generarían para que un ESS realice arbitraje de energía y cómo esto impactaría en los beneficios económicos tanto del sistema eléctrico como del dueño del ESS.

Por otra parte, queda pendiente estudiar mediante un modelo de optimización, la operación óptima que determine la cantidad de energía destinada a arbitraje de energía y el porcentaje que se reserva para la prestación de SSCC. La experiencia del Hornsdale Power Reserve en Australia muestra que este modo de operación puede traer beneficios para el Sistemas de Almacenamiento y para la red.

Por último, se sugiere investigar los impactos que tendría una reformulación completa del mercado de potencia, donde se reconozcan los aportes a la flexibilidad del sistema que pueden entregar las distintas tecnologías de generación y almacenamiento de energía.

Bibliografía

- [1] United Nations, “Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change,” 1998.
- [2] United Nations, “Paris agreement,” 2015.
- [3] Comité Consultivo de Energía 2050, “Hoja de ruta 2050,” 2015.
- [4] Ministerio de Energía, “Ruta energética 2018-2022,” 2018.
- [5] Electricidad, “Generación distribuida registra más de 6.000 instalaciones desde su puesta en marcha.” Disponible en: <http://www.revistaei.cl/2020/01/13/generacion-distribuida-mas-de-6-000-instalaciones-de-aprestan-a-llegar-a-un-total-de-50-mw/> Consultado en: [14/03/2020], 2020.
- [6] Electricidad, “Movilidad eléctrica: Ministerio de transportes y empresas analizan los desafíos logísticos.” Disponible en: <http://www.revistaei.cl/2020/01/30/movilidad-electrica-ministerio-de-transportes-y-empresas-analizan-los-desafios-logisticos/> Consultado en: [14/03/2020], 2020.
- [7] P. Denholm and M. Hand, “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1817 – 1830, 2011.
- [8] D. Mohler and D. Sowder, “Chapter 23 - energy storage and the need for flexibility on the grid,” in *Renewable Energy Integration (Second Edition)* (L. E. Jones, ed.), pp. 309 – 316, second edition ed., 2017.
- [9] IRENA, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,” 2017.
- [10] D. Bhavnagar, A. Currier, J. Hernandez, O. Ma, and B. Kirby, “Market and policy barriers to energy storage deployment - a study for the energy storage systems program,” 2013.
- [11] O. H. Anuta, P. Taylor, D. Jones, T. McEntee, and NealWade, “An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [12] Comisión Nacional de Energía, “Reglamentos de coordinación y operación sistemas de almacenamiento,” 2017.
- [13] Sandia National Laboratories, “Doe/epri electricity storage handbook in collaboration with nreca,” 2015.
- [14] N. Bhatnagar and B. Venkatesh, “Energy storage and power systems,” in *2012 25th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 1–4, April 2012.

- [15] K. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—an overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511 – 520, 2009.
- [16] M. Farhadi and O. Mohammed, “Energy storage technologies for high-power applications,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, pp. 1953–1961, May 2016.
- [17] T. M. Masaud, K. Lee, and P. K. Sen, “An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?,” in *North American Power Symposium 2010*, pp. 1–6, Sep. 2010.
- [18] C. P. de León, A. Frías-Ferrer, J. González-García, D. Szánto, and F. Walsh, “Redox flow cells for energy conversion,” *Journal of Power Sources*, vol. 160, no. 1, pp. 716–732, 2006.
- [19] M. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M. I. Milanés, and E. González, “Overview of medium scale energy storage systems,” *Power Electronics & Electric Systems (PE&ES)*, 2009.
- [20] B. McGrail, C. Davidson, D. Bacon, and M. Chamness, “Techno-economic performance evaluation of compressed air energy storage in the pacific northwest,” feb 2013.
- [21] W. P. Primer, “Electricity energy storage technology options,” *Power*, vol. 64, no. 2-3, p. 170, 2010.
- [22] Energy Storage Association, “Thermal energy storage.” Disponible en: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/thermal-energy-storage/> Consultado en: [10/03/2020].
- [23] Highview Power Storage, “Liquid air energy storage: Pumped hydro capability no geographical constraints,” 2017.
- [24] K. Sahay and B. Dwivedi, “Supercapacitors energy storage system for power quality improvement: An overview,” *Journal of Electrical Systems*, vol. 5, 12 2009.
- [25] M. Saleem, V. Desmaris, and P. Enoksson, “Performance enhancement of carbon nanomaterials for supercapacitors,” *Journal of Nanomaterials*, vol. 2016, pp. 1–17, 2016.
- [26] Renew Economy, “How it works: Solar power towers with integrated storage.” Disponible en: <https://reneweconomy.com.au/how-it-works-solar-power-towers-with-integrated-storage-78892/> Consultado en: [12/12/2019].
- [27] INODU, “Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile,” 2018.
- [28] P. Medina, A. W. Bizuayehu, J. P. S. Catalão, E. M. G. Rodrigues, and J. Contreras, “Electrical energy storage systems: Technologies’ state-of-the-art, techno-economic benefits and applications analysis,” *47th Hawaii International Conference on System Science*, 2014.
- [29] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, and J. P. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies,” *Energy*, vol. 53, pp. 288 – 298, 2013.
- [30] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, 2015.
- [31] KPMG and KINSTELLAR, “Electricity storage insight delving into the key issues,” 2016.
- [32] O. H. Anuta, P. Taylor, D. Jones, T. McEntee, and NealWade, “An international review

of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 489–508, 2014.

- [33] R. Muñoz, “Almacenamiento de energía: Modelos de negocio y ubicación óptima,” 2013.
- [34] Systep, “Sistemas de almacenamiento de energía como activos de transmisión,” 2019.
- [35] D. Watts and R. Pérez, *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*. Ministerio de Energía/GIZ Chile, 2018.
- [36] W. Brokering and R. Palma, *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. 2018.
- [37] Ministerio de Energía, “Ley general de servicios eléctricos,” 2016.
- [38] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos,” 2006.
- [39] Ministerio de Energía, “Reglamento de servicios complementarios,” 2019.
- [40] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo marginal real - mercados.” Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/> Consultado en: [10/12/2019].
- [41] G. Strbac, M. Aunedi, I. Konstantelos, R. Moreira, F. Tang, R. Moreno, D. Pudjianto, A. Laguna, and P. Papadopoulos, “Opportunities for assessing whole-system economic benefits of energy storage in future electricity systems,” *IEEE Power & Energy*, 2017.
- [42] IRENA, “Utility-scale batteries innovation landscape brief,” 2019.
- [43] International Energy Agency, “Energy storage tracking clean energy progress.” Disponible en: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/> Consultado en: [18/12/2019].
- [44] Sandia National Laboratories, “Doe global energy storage database.” Disponible en: <https://www.energystorageexchange.org/projects> Consultado en: [18/12/2019], 2019.
- [45] C. Silva, “Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile,” *Universidad de Chile*, 2016.
- [46] M. Fernández, “Evaluación ambiental de distintas tecnologías de almacenamiento de energía,” 2018.
- [47] Coordinador Eléctrico Nacional, “Infotécnica - compensadores activos.” Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/compensadores-activos> Consultado en: [5/12/2019].
- [48] ACERA, “Estadísticas.” Disponible en: <https://acera.cl/estadisticas/>.
- [49] Comisión Nacional de Energía, “Informe técnico preliminar de expansión anual de transmisión año 2017,” 2017.
- [50] Gestión Ambiental Consultores S.A, “Resumen ejecutivo eia espejo de tarapacá,” 2014.
- [51] Panel de Expertos, “Dictamen n° 7-2018,” *Discrepancias sobre Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2017*, pp. 77–108, ago 2018.
- [52] Ministerio de Energía, “Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica,” 2016.

- [53] Ministerio de Energía, “Reglamento de la coordinación y operación sistema eléctrico nacional, versión 2 ed.,” Julio 2017.
- [54] Ministerio de Energía, “Reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión,” 2018.
- [55] U. S. E. P. Agency, “U.s. electricity grid & markets.” Disponible en: <https://www.epa.gov/greenpower/us-electricity-grid-markets> Consultado en: [8/01/2020].
- [56] Federal Energy Regulatory Commission, “Preventing undue discrimination and preference in transmission service order no.890,” 2007.
- [57] Federal Energy Regulatory Commission, “Frequency regulation compensation in the organized wholesale power markets order no.755,” 2011.
- [58] Federal Energy Regulatory Commission, “Transmission planning and cost allocation by transmission owning and operating public utilities order no.1000,” 2011.
- [59] Federal Energy Regulatory Commission, “Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators order no.841,” 2018.
- [60] Federal Energy Regulatory Commission, “Settlement intervals and shortage pricing in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators,” 2016.
- [61] U.S. Energy Information Administration, “U.s. battery storage market trends,” 2018.
- [62] California ISO, “Understanding the ISO.” Disponible en: <http://www.aiso.com/about/Pages/OurBusiness/Default.aspx> Consultado en: [12/12/2019].
- [63] California ISO, “Market processes and products.” Disponible en: <http://www.aiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx> Consultado en: [12/12/2019].
- [64] California ISO, “Regulation energy management (rem) - non generator resource (ngr),” *Business Requirements Specification*, 2011.
- [65] California Public Utilities Commission, “Assembly bill no. 2514,” 2010.
- [66] P. Maloney, “California looks to next steps as utilities near energy storage targets.” Disponible en: <https://www.utilitydive.com/news/california-looks-to-next-steps-as-utilities-near-energy-storage-targets/525441/> Consultado en: [10/03/2020], 2018.
- [67] California ISO, “Storage as a transmission asset: Enabling storage assets providing regulated cost-of-servicebased transmission service to access market revenues,” *Second Revised Straw Proposal*, oct 2018.
- [68] G. Bade, “Project of the year: Sdgc’s escondido energy storage project.” Disponible en: <https://www.utilitydive.com/news/project-of-the-year-aes-escondido-energy-storage-project/511157/> Consultado en: [3/12/2019], dec 2017.
- [69] PJM, “A review of generation compensation and cost elements in the pjm markets,” 2009.
- [70] T. Lee, “Energy storage in pjm - exploring frequency regulation market transformation,” *Kleinman Center for Energy Policy*, 2017.

- [71] P. Maloney, “Is the bloom off the red rose for battery storage in pjm?,” 2017.
- [72] PJM Learning Center, “Energy innovations - energy storage.” Disponible en: <https://learn.pjm.com/energy-innovations/energy-storage.aspx> Consultado en: [14/03/2020].
- [73] PJM, “Pjm open access transmission tariff - attachment k,” pp. 288 – 298, 2019.
- [74] J. S. John, “Taking aim at pjm’s 10-hour duration capacity rule for energy storage,” 2019.
- [75] W. Driscoll, “Pjm’s proposed 10-hour storage minimum debunked.” PV Magazine, 2019.
- [76] Invenergy, “Invenergy’s grand ridge battery storage facility wins 2015 best renewable project award.” Disponible en: <https://invenergyllc.com/news/invenergys-grand-ridge-battery-storage-facility-wins-2015-best-renewable-project-award> Consultado en: [12/12/2019], dec 2015.
- [77] MISO, “Corporate fact sheet.” Disponible en: <https://www.misoenergy.org/about/media-center/corporate-fact-sheet/> Consultado en: [17/12/2019], 2019.
- [78] Xcel Energy, “Wind-to-battery project,” 2008.
- [79] IPL an AES company, “Energy storage.” Disponible en: https://www.iplpower.com/About_IPL/Power_Generation/Energy_Storage/ Consultado en: [12/12/2019].
- [80] Duke Energy, “Notrees wind storage project description.” Disponible en: https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr_conferences/2011/3_Ratnayake_Notrees.pdf Consultado en: [12/12/2019].
- [81] AEMO, “Fact sheet the national electricity market,” 2018.
- [82] AEMO, “Five-minute settlement and global settlement program,” 2020.
- [83] Australian Energy Market Operator, “Electricity rule change proposal: Integrating energy storage systems into the nem,” 2019.
- [84] Hornsdale Power Reserve. Disponible en: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/> Consultado en: [18/12/2019].
- [85] Aurecon, “Hornsdale power reserve year 1 technical and market impact case study,” 2018.
- [86] D. Green, “Australia’s first virtual transmission line: Victoria – south australia.” Disponible en: <https://www.lyonasia.com.au/blog/australias-first-virtual-transmission-line-victoria-south-australia/> Consultado en: [22/11/2019].
- [87] United Kingdom Statistics Authority, “Uk energy in brief,” 2019.
- [88] Quorum, “A quick guide to the gb electricity balancing mechanism,”
- [89] B. Mantar Gundogdu, S. Nejad, D. T. Gladwin, M. P. Foster, and D. A. Stone, “A battery energy management strategy for u.k. enhanced frequency response and triad avoidance,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 12, pp. 9509–9517, 2018.
- [90] European Commission, “Battery promoting policies in selected member states,” 2018.
- [91] Fluence, “Aes unveils aes kilroot advanced energy storage array.” Disponible en: <https://blog.fluenceenergy.com/aes-unveils-aes-kilroot-advanced-energy-storage-array> Consultado en: [12/12/2019], 2016.

- [92] TERNA, “What is the electricity market and how it works.” Disponible en: <https://www.terna.it/en/electric-system/electricity-market> Consultado en: [11/01/2019].
- [93] TERNA, “The role of storage in grid management.” Disponible en: <https://www.terna.it/en/electric-system/system-innovation/pilot-storage-projects> Consultado en: [11/01/2019].
- [94] Energie Wende, “La energiewende alemana.” Disponible en: <http://www.energiewende-global.com/es/> Consultado en: [11/01/2020], 2019.
- [95] Germany Trade and Invest, “The energy storage market in germany,” 2019.
- [96] BDEW, “Energy market germany,” 2019.
- [97] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Funding programmes for energy storage.” Disponible en: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/funding-programmes-for-energy-storage.html> Consultado en: [10/03/2020], 2018.
- [98] C. Borzea, I. Vladuca, D. Ionescu, V. Petrescu, F. Niculescu, C. Nechifor, G. Vataselu, and M. Hanek, “Compressed air energy storage installation for renewable energy generation,” vol. 112, p. 02010, 08 2019.
- [99] W. Wu and B. Lin, “Application value of energy storage in power grid: A special case of china electricity market,” *Energy*, no. 165, pp. 1191–1199, 2018.
- [100] Selectra, “Overview and history of the japanese electricity market.” Disponible en: <https://selectra.jp/en/energy/knowledge/electricity-market> Consultado en: [17/12/2019].
- [101] Irena, “Policies electricity storage in japan and regulations for electricity storage in japan,” 2014.
- [102] J. Arias, “Solar energy, energy storage and virtual power plants in japan,” 2018.
- [103] Deloitte, “Supercharged: Challenges and opportunities in global battery storage markets,” 2018.
- [104] A. Bilich, E. Spiller, and J. Fine
- [105] P.-N. Tan, M. Steinbach, and V. Kumar, “Introduction to data mining,” pp. 496–510, 2006.
- [106] PJM, “Locational marginal prices - data miner 2.” Disponible en: <https://dataminer2.pjm.com/list> Consultado en: [03/01/2020].
- [107] Ministerio de Energía, “Modificación decreto supremo n^o 62, de 2006, del ministerio de economía, fomento y reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos,” 2017.